























Digitized by the Internet Archive  
in 2023 with funding from  
University of Toronto

<https://archive.org/details/39301708030017>



CA1  
Y027  
- 655



Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

Thursday, May 24, 1984

Le jeudi 24 mai 1984

Issue No. 10

Fascicule n° 10

**Eighth Proceedings on:**

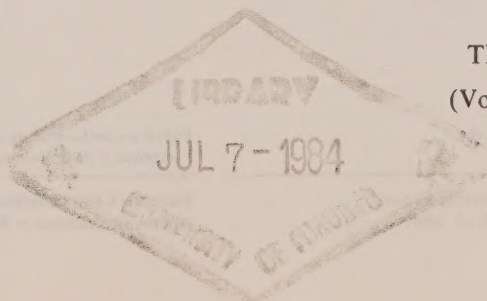
**Huitième fascicule concernant:**

The National Energy Program

Le Programme énergétique national

WITNESSES:  
(See back cover)

TÉMOINS:  
(Voir à l'endos)





STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

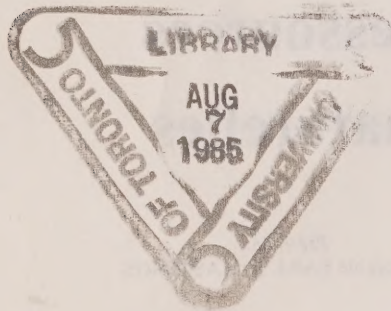
The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Le Moyne  |
| Charbonneau | Lucier    |
| Doody       | Molgat    |
| *Flynn      | *Olson    |
| or Roblin   | or Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)



COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings  
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Le Moyne  |
| Charbonneau | Lucier    |
| Doody       | Molgat    |
| *Flynn      | *Olson    |
| ou Roblin   | ou Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 23, 1984:

"With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février 1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»



## MINUTES OF PROCEEDINGS

Thursday, May 24, 1984  
(16)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 11:01 a.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Balfour, Doody, Hastings, Le Moyne and Thériault. (5)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senators Grafstein and Stewart. (2)

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; and Philip DeMont, Research Assistant ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

## Witnesses:

## From the Economic Council of Canada:

Dr. David W. Slater, Chairman;

Mr. Patrick Robert, Director;

Dr. Peter Eglington, Special Advisor to the Chairman on Energy;

Dr. Surendra Gera, Economist, Energy Research Group;

Ms. Maris Uffelmann, Economist, Energy Research Group.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840524-01 On motion of the Honourable Senator Balfour, it was agreed,—That the following documents submitted to the Committee by the Economic Council of Canada be appended to this day's proceedings: "Submission by the Chairman of the Economic Council of Canada to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources" (See Appendix "ENR-10A"); "Appendix to the Submission by the Chairman of the Economic Council of Canada to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources" (See Appendix "ENR-10B").

The following documents were tabled as exhibits:

Discussion Paper No. 235: *Observed Costs of Oil and Gas Reserves in Alberta, 1957-1979* by Peter Eglington and Maris Uffelmann (*English only*) ENR-EX-10A;

Discussion Paper No. 251: *Costs and Supply of Natural Gas from Alberta: An Empirical Analysis* by Paul G. Bradley (*English only*) ENR-EX-10B;

Discussion Paper No. 258: *An Economic Analysis of Hydrocarbon Developments in the Beaufort Sea* by Peter Eglington and Maris Uffelmann (*English only*) ENR-EX-10C;

Discussion Paper No. 259: *An Economic Analysis of Oil-sands Policy in Canada—The Case of Alsands and Wolf*

## PROCÈS-VERBAL

Le jeudi 24 mai 1984  
(16)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 11 h 01, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Balfour, Doody, Hastings, Le Moyne et Thériault. (5)

*Présents mais ne faisant pas partie du Comité:* Les honorables sénateurs Grafstein et Stewart. (2)

*Aussi présents:* De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherches, Division des sciences et de la technologie: M. Dean N. Clay, chef, et M. Philip DeMont, attaché de recherche—ÉGALEMENT M. Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité.

## Témoins:

## Du Conseil économique du Canada:

M. David W. Slater, président;

M. Patrick Robert, directeur;

M. Peter Eglington, conseiller spécial du président: problèmes énergétiques;

M. Surendra Gera, économiste, Groupe de recherches sur l'énergie;

M<sup>me</sup> Maris Uffelmann, économiste, Groupe de recherches sur l'énergie.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, conformément à l'autorisation qu'il a reçu du Sénat le 23 février 1984.

RC840524-01 Sur motion de l'honorable sénateur Balfour, il est décidé,—Que les documents suivants qui ont été soumis au Comité par le Conseil économique du Canada soient annexés au procès-verbal de la réunion de ce jour: «Mémoire soumis par le président du Conseil économique du Canada au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles» (Voir Appendice «ENR-10A»); «Appendice au mémoire soumis par le président du Conseil économique du Canada au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles» (Voir Appendice «ENR-10B»).

Les documents suivants sont déposés:

Document de travail n° 235: *Observed Costs of Oil and Gas Reserves in Alberta, 1957-1979*, par Peter Eglington et Maris Uffelmann (*en anglais seulement*) ENR-EX-10A;

Document de travail n° 251: *Costs and Supply of Natural Gas from Alberta: An Empirical Analysis*, par Paul G. Bradley (*en anglais seulement*) ENR-EX-10B;

Document de travail n° 258: *An Economic Analysis of Hydrocarbon Developments in the Beaufort Sea*, par Peter Eglington et Maris Uffelmann (*en anglais seulement*) ENR-EX-10C;

Document de travail n° 259: *An Economic Analysis of Oil-sands Policy in Canada—The Case of Alsands and Wolf*

*Lake* by Peter Eglington and Maris Uffelmann (*English only*) ENR-EX-10D;

Discussion Paper No. 260: *An Economic Analysis of Enhanced Oil Recovery in Conventional Light Oil Pools in Alberta* by Peter Eglington and James A. Nugent (*English only*) ENR-EX-10E; and

Discussion Paper No. 261: *An Economic Analysis of the Venture Development Project and Hibernia* by Peter Eglington and Maris Uffelmann (*English only*) ENR-EX-10F.

*Lake*, par Peter Eglington et Maris Uffelmann (*en anglais seulement*) ENR-EX-10D;

Document de travail n° 260: *An Economic Analysis of Enhanced Oil Recovery in Conventional Light Oil Pools in Alberta*, par Peter Eglington et James A. Nugent (*en anglais seulement*) ENR-EX-10E; et

Document de travail n° 261: *An Economic Analysis of the Venture Development Project and Hibernia*, par Peter Eglington et Maris Uffelmann (*en anglais seulement*) ENR-EX-10F.

RC840524-02 On motion of the Honourable Senator Le Moyne, it was ordered,—That Issue No. 1 be reprinted.

The witnesses made a statement and answered questions.

At 1:00 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

RC840524-02 Sur motion de l'honorable sénateur Le Moyne, il est décidé,—Que le fascicule n° 1 soit réimprimé.

Les témoins font chacun une déclaration et répondent aux questions.

A 13 heures, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

ATTESTÉ:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson,

*Clerk of the Committee*



## EVIDENCE

Ottawa, Thursday, May 24, 1984

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 11 a.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, we continue our examination of the National Energy Program this morning. We are particularly pleased to have with us Mr. David Slater, the Chairman of the Economic Council of Canada, and officials from the Council whom he will introduce in due course. Honourable senators have before them the submission which has been tabled by the Chairman of the Council. Might I have a motion to append this submission to the record of today's proceedings?

**Senator Balfour:** I so move, Mr. Chairman.

(For text of submission see p. 10A:1)

**The Chairman:** There is another matter with which I would like to deal. Issue No. 1 of the Proceedings of this Committee has been exhausted and we need a motion to reprint it as edited. Could I have a motion to that effect, honourable senators?

**Senator Le Moyne:** I so move, Mr. Chairman.

**The Chairman:** I call upon Mr. David Slater, Chairman of the Economic Council of Canada, who will present the submission, to make an opening statement with respect to it. He will first introduce those officials from the Council who are with him. Mr. Slater, we welcome you and we look forward to our discussion with you this morning.

**Mr. David Slater, Chairman, Economic Council of Canada:** Mr. Chairman, it is a privilege and a pleasure to participate in your hearings. We very much hope we can be of some use to the committee. My colleagues with me this morning are Patrick Robert, on my immediate right, who is a director of the council, and in the way we organize things he is the director supervising the council's energy study; on my immediate left is Peter Eglington, who is a senior and special advisor to us on the energy study; on Mr. Robert's right is Dr. Gera, who is a member of the council staff and who has been working on the energy study; and on Peter Eglington's left is Ms. Uffelmann, who has also been working as a senior research economist on this study.

From the terms of reference of your hearings, Mr. Chairman, we understand that you are interested in the progress under the National Energy Program toward securing future domestic supplies. You are interested in the impact of the fiscal and regulatory regime and possible modifications of the energy program to accommodate the changed energy environment. We will try to address some of those issues.

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 24 mai 1984

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 11 heures en vue d'examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous poursuivons ce matin notre examen du Programme énergétique national. Nous sommes particulièrement heureux d'avoir parmi nous M. David Slater, président du Conseil économique du Canada ainsi que des représentants du Conseil que M. Slater nous présentera le moment venu. Les honorables sénateurs ont devant eux le texte du mémoire qui a été déposé par le président du Conseil. Quelqu'un voudrait-il proposer que ce mémoire soit annexé au procès-verbal de la réunion d'aujourd'hui?

**Le sénateur Balfour:** J'an fais la proposition, monsieur le président.

(Pour le texte du mémoire, voir p. 10A:1)

**Le président:** Il y a un autre point que j'aimerais soulever. Le fascicule n° 1 des délibérations de notre Comité est épuisé, et il faudrait que quelqu'un en propose la réimpression dans sa forme révisée. Quelqu'un pourrait-il faire une proposition en ce sens, honorables sénateurs?

**Le sénateur Le Moyne:** J'en fais la proposition, monsieur le président.

**Le président:** Je cède la parole à M. David Slater, président du Conseil économique du Canada, qui va nous présenter le mémoire du Conseil et faire une déclaration préliminaire à ce sujet, après nous avoir présenté les représentants du Conseil qui l'accompagnent. Monsieur Slater, nous vous souhaitons la bienvenue et nous nous réjouissons de pouvoir nous entretenir avec vous ce matin.

**M. David Slater, président, Conseil économique du Canada:** Monsieur le président, c'est pour nous un honneur de comparaître devant vous, et nous espérons bien que notre témoignage vous sera utile. Permettez-moi de vous présenter les collègues qui sont ici avec moi ce matin: à ma droite, M. Patrick Robert, un de nos directeurs, qui est responsable de l'étude énergétique du Conseil; à ma gauche, M. Peter Eglington, conseiller principal chargé spécialement de l'étude énergétique; à la droite de M. Robert, M. Gera, un des membres de notre personnel qui a participé à l'étude énergétique; et, à gauche de M. Peter Eglington, M<sup>me</sup> Uffelmann, qui a, elle aussi, participé à cette étude à titre d'économiste principale.

Nous savons, monsieur le président, que, d'après votre ordre de renvoi, vous vous intéressez aux progrès réalisés en vertu du Programme énergétique national en vue d'assurer la sécurité future de nos approvisionnements énergétiques. Vous vous intéressez notamment aux conséquences du régime fiscal et réglementaire ainsi qu'aux modifications qui pourraient être apportées au Programme énergétique afin de l'adapter à la

## [Text]

I would like to say a word about the council's energy study itself. It is concerned with the medium to longer term aspects of energy. It is comprehensive, in the sense that it is concerned with all energy, not just oil and gas. The council itself, while it has had a review of a story line and has had progress reports, has not reached its conclusions and recommendations. The June meeting of the council will be largely devoted to the council's work on the energy study. Therefore, the presentation today will be a little technical in exploring options and I hope it will be of some help to you.

In our work, as in other work that you have had before you, the point has been made—it is an obvious one but we must remind ourselves of it—that energy is not a small matter like the buying and selling of lambs and sheep or can openers. We are dealing with something which is very large and which has enormously powerful effects on the economy as a whole. As well, general economic developments have major impacts on energy and those inter-relationships have to be explored when one is considering energy more than they do when one is considering a small sector of the economy.

I do not propose to read the entire brief. I will speak to part of it and I will ask Mr. Eglington to speak to some other parts of it. Primarily, I will be dealing with what I call the macro-economic side of it and Mr. Eglington will be dealing with the micro-economic side.

There are two central messages in the work we have placed before you. In order to increase energy supplies, in particular hydrocarbon supplies, and especially the supplies of oil, it appears necessary that price and the revenues to producers have to increase somewhat in the future. A higher price and higher revenues, which will be necessary, to help bring north the supply, can come from either higher prices of products to users or from some reduction of the take by governments out of the revenue stream, or some combination of those two. Because of the size of the energy sector and its inter-relationship with the economy, it is interesting and important to explore various combinations of changes in the pricing regime, royalties and taxation. It is necessary to consider what those factors might do for the energy sector itself. Such matters as energy investment, supply and the economy as a whole, that is, inflation, and so on must be dealt with. That is what I call the "macro-economic" game, which I will speak to briefly.

The second general theme to our materials is that it is important to examine the record and the potentialities of each of the ways in which hydrocarbon supply may be increased, that is, through conventional oil and gas, enhanced oil recovery and so on. We have carried out a series of case studies in our work which cast some light on the micro-level evidence with

## [Traduction]

nouvelle situation énergétique. Nous allons tenter d'examiner certaines de ces questions.

Je voudrais maintenant vous dire un mot de l'étude énergétique qui a été réalisée par le Conseil. L'étude, qui porte sur les aspects énergétiques à moyen et à long terme, est exhaustive en ce sens qu'elle traite de toutes les sources d'énergie, et non pas seulement du pétrole et du gaz. Le Conseil a reçu des rapports d'étapes et examiné l'étude dans ses grandes lignes, mais il n'a toujours pas formulé de conclusion ni de recommandation. Aussi la réunion de juin sera-t-elle consacrée en grande partie à l'examen de cette étude. L'exposé que je vais vous faire aujourd'hui consistera en un examen assez technique des différentes possibilités qui s'offrent à nous et j'espère qu'il vous sera utile.

Le mémoire que nous avons préparé, tout comme d'autres documents qui vous ont été soumis, insiste sur un fait qui, pour évident qu'il soit, n'en mérite pas moins d'être signalé, à savoir que la question énergétique est autrement plus importante que la commercialisation des agneaux, des moutons ou des ouvre-boîtes. En effet, il s'agit d'un secteur très vaste, qui peut avoir d'énormes conséquences sur l'ensemble de notre économie. De même, l'évolution de la conjoncture économique a une incidence considérable sur le secteur énergétique, et il importe encore davantage de tenir compte de cette interdépendance dans le cas du secteur énergétique que dans celui d'un secteur moins important de l'économie.

Je n'ai pas l'intention de lire le mémoire en entier. Je vais en aborder une partie avec vous, puis je demanderai à M. Elginton de discuter de certaines autres parties. Je vais surtout m'attacher à ce que j'appelle le volet macro-économique, tandis que M. Eglington s'occupera plutôt du volet micro-économique.

Deux messages fondamentaux se dégagent du document que nous vous avons soumis. Pour accroître nos approvisionnements énergétiques, et plus particulièrement nos réserves d'hydrocarbures, notamment celles qui sont tirées des ressources pétrolières, il semble qu'il soit nécessaire de faire augmenter quelque peu les prix et les revenus des producteurs. Pour obtenir les prix et les revenus plus élevés qui seuls nous permettront d'assurer nos approvisionnements, il faudra hausser les prix exigés des utilisateurs ou bien réduire la part des revenus que prélèvent les gouvernements, ou les deux. Étant donné l'importance du secteur énergétique et ses liens étroits avec l'économie, il est intéressant et important d'examiner les diverses combinaisons possibles en ce qui concerne l'établissement des prix ainsi que le régime de redevances et d'impôts. Il faut étudier l'incidence de ces mesures sur le secteur énergétique comme tel, notamment sur les investissements les approvisionnements et la situation économique en général, c'est-à-dire l'inflation. C'est là «le jeu macro-économique», dont je vais vous entretenir brièvement.

L'autre thème général sur lequel repose notre document, c'est qu'il est important d'examiner en termes de bilan et de perspectives d'avenir les différentes façon d'accroître nos réserves d'hydrocarbures, que ce soit par l'exploitation des sources de pétrole et de gaz naturels, par la récupération assistée du pétrole ou par quelque autre moyen. Au cours de notre examen



## [Text]

regard to the supply of energy. These case studies are written up in a series of discussion papers which are available to any of the senators or staff of the committee who would be interested. We have brought along copies of those papers with us.

There are two main themes, one of which deals with higher prices or changes in the tax regime to generate additional revenue, and this, in turn, is a means by which to get additional supply. The other theme deals with the examination of the micro-level supply responses and the Canadian evidence on those supply responses.

With respect to the "macro" material, it is important to have some sort of notion of the certain aspects of the macro-economics setting or environment within which the energy policy has to be determined over the next five or ten years. We are going to argue somewhat in favour of oil and gas price deregulation. We are also going to examine various changes in taxes and royalties. I think an important feature is that it appears that, for the medium-term future, oil will be scarcer and gas, plentiful. We do believe that something which responds to those supply-demand imbalances would be desirable.

Allow me to turn to the macro-economic side. We begin, as is the practice in this game, with a base economic projection. The base economic projection is not what we are really interested in, however. What we are really interested in is how various possible changes in energy policy will affect the outcome for the energy sector and the outcome for the economy as a whole. To do this exercise, we have used what we call the MACE model of energy analysis, which has been developed by Professor Helliwell and his team at the University of British Columbia. I am sure that honourable senators have been made aware of this model before. The attraction of it is that, over the years, Professor Helliwell and his people have built up a detail of the relevant things to look at with respect to energy. It is probably the best of all the models that are available in the public domain. Because of that, we have found it to be the most convenient and the most helpful to use for our purposes.

In our brief, we have considered five cases from the base case. The first has to do with deregulation of oil and gas prices. The second considers, in addition to that deregulation, a removal of the PGRT on new oil. The third considers the removal of the PGRT on all oil and natural gas. The fourth is a case where, in addition, there are increased provincial royalties with some sharing with the federal government. The fifth is the case of examining the introduction of an off-oil charge on oil products.

The base case starts with a fairly standard assumption nowadays, which is that the nominal world price of oil is assumed to be \$29 U.S. per barrel, f.o.b. Gulf in 1983. It is assumed to grow at the rate of U.S. inflation. That is the constant real rate of oil prices in the future. We assume that the

## [Traduction]

de cette question, nous avons réalisé une série d'études de cas, qui permettent de faire un peu la lumière sur l'aspect micro-économique de notre approvisionnement énergétique. Ces études de cas ont été rédigées sous forme de documents de travail, que nous mettons à la disposition des sénateurs et des membres du personnel du Comité. Nous en avons apporté un certain nombre d'exemplaires avec nous.

Il y a donc grands thèmes: le premier porte sur l'accroissement des revenus, et par conséquent de l'offre, grâce à une hausse des prix ou à des modifications au régime fiscal; l'autre concerne les fluctuations de l'offre en réponse à certaines situations de même que les résultats de ces fluctuations au Canada.

Il convient de se faire une idée de certains aspects du cadre ou du climat macro-économique dont il faut tenir compte dans l'établissement de la politique énergétique au cours des cinq ou dix prochaines années. Nous allons présenter certains arguments en faveur de la déréglementation des prix pétroliers et gaziers, et nous allons examiner diverses façons de modifier le régime d'impôts et de redevances. Ce qu'il est important de retenir, c'est que, à moyen terme, le pétrole sera plutôt rare, tandis que le gaz, lui, sera abondant. Or, nous sommes d'avis qu'il serait souhaitable de prévoir une formule quelconque qui tienne compte de ces déséquilibres entre l'offre et la demande.

Permettez-moi d'aborder le volet macro-économique. Nous avons commencé, comme il est de règle dans ce jeu, par faire une projection économique de base. Mais ce n'est pas tant cette projection qui nous intéresse, que l'incidence que pourraient avoir sur le secteur énergétique et l'économie en général les diverses modifications qui pourraient être apportées à la politique énergétique. A cette fin, nous avons eu recours au modèle d'analyse énergétique dit modèle MACE, qui a été mis au point par le professeur Helliwell et son équipe à l'Université de la Colombie-Britannique. Je suis certain que les honorables sénateurs en ont déjà entendu parler. L'intérêt de ce modèle vient de ce que le professeur Helliwell et son équipe ont réussi, avec les années, à dresser une liste de tous les facteurs pertinents qu'il convient d'examiner en ce qui concerne l'énergie. Ce modèle est sans doute le meilleur de tous ceux qui sont du domaine public, et c'est pourquoi nous l'avons trouvé d'une grande utilité.

Dans notre mémoire, nous avons étudié cinq cas à partir du cas de base. Le premier concerne la déréglementation des prix pétroliers et gaziers. Le deuxième suppose, en plus de cette déréglementation, l'abolition de la TRPG sur le nouveau pétrole. Le troisième pose comme hypothèse l'élimination de cette taxe spéciale sur tout le pétrole et le gaz naturel. Le quatrième prévoit en outre un accroissement des redevances provinciales, qui seraient partagées avec le gouvernement fédéral. Le cinquième examine la possibilité d'imposer une redevance de conversion sur les produits pétroliers.

Le cas de base repose sur une hypothèse généralement reconnue de nos jours, à savoir, que le prix mondial nominal du pétrole sera de 29 \$ U.S. le baril, franc-à-bord, à partir du Golfe en 1983. Nous supposons que le prix du pétrole va suivre le cours de l'inflation aux États-Unis, et que le taux réel sera constant. Nous supposons également que les politiques fiscales

*[Text]*

current NEP fiscal and regulatory policies are retained. Against that background, we look at the simulations.

I will now proceed with the simulations. I will speak to the first two a little more carefully, after which I could collapse the remainder into brief remarks. The first simulation considers oil and gas price deregulation and asks what will be the likely impact of that, beginning in 1985, working through the Canadian economy.

There are two fundamental issues that lie at the heart of this scenario. One is that the opportunity value of Canadian oil to the Canadian economy, as a whole, is the world price of oil as we see it. The second is that natural gas prices at the present time do not reflect the existing continental excess supply conditions for natural gas. Therefore, deregulation of oil and gas prices will mean somewhat higher prices for oil—not much higher, as it turns out—and somewhat lower prices for gas for a number of years, which would be followed, in the 1990s, by a restoration of the price of gas as the excess supplies are worked off. For our purposes, we had the price of gas fall to about 50 per cent parity to oil prices at Toronto by 1987 and recover in the 1990s up to about a 65 per cent parity.

Les résultats de la simulation indiquent que la déréglementation simultanée des prix du pétrole et du gaz naturel aurait d'abord pour effet global de faire baisser l'ensemble des prix de l'énergie, entraînant ainsi une diminution du taux d'inflation et une accélération de la croissance de l'économie canadienne. Le taux global d'inflation, mesuré à l'aide de l'indice des prix du PNB, pourrait tomber d'environ 0.5 point de pourcentage en 1985 et de un point en 1986.

Why, then, would one expect to get these kinds of results? The reasons for this are fairly clear. First, while there would be a modest increase in the price of oil because we already have quite a lot of oil at world prices, this would be overridden by a reduction in the price of gas, and the price of hydrocarbons in Canada would fall for a time. Nevertheless, this would have the effect of dampening inflation and stimulating growth a bit. It would, on balance, end up giving to the producers a modest increment of cash flow—not a great deal, but a little.

Helliwell's energy model shows that, if the industry does obtain some additional cash flow, some useful things will happen in terms of increased supply and so forth. The federal government would lose some revenue out of price deregulation because of the write-offs against investment. I have spoken long enough on simulation number one. Let me move along to the consideration of the second simulation.

The second simulation envisages, in addition to the deregulation of oil and gas prices, the removal of the PGRT on new oil, beginning in 1985, and the implications of that. To begin with, I will say just a few words about the PGRT. As I am sure honourable senators have already had argued before them, the

*[Traduction]*

et réglementaires actuellement en vigueur en vertu du PEN seront conservées. C'est donc à la lumière de ces faits qu'il convient d'examiner les simulations.

Je vais maintenant vous parler des simulations. Je m'étendrai un peu plus longuement sur les deux premières, après quoi je ferai quelques brèves observations au sujet des autres. Dans la première simulation, nous examinons la déréglementation des prix pétroliers et gaziers de même que les répercussions probables de l'adoption, à compter de 1985, d'une politique en ce sens sur l'ensemble de l'économie canadienne.

Or, il y a deux prémisses fondamentales au cœur de ce scénario. Premièrement, l'ensemble de l'économie canadienne, exige, à notre avis, que le prix du pétrole canadien corresponde au prix mondial. Ensuite, les prix du gaz naturel ne tiennent pas compte du fait que l'offre sur le continent nord-américain est actuellement excédentaire. Par conséquent, la déréglementation des prix pétroliers et gaziers entraînerait une légère hausse des prix du pétrole—pas très importante à ce qu'il semble—et une légère diminution des prix gaziers, qui seraient à la baisse pendant un certain nombre d'années, mais qui finiraient par remonter dans les années 90, au fur et à mesure que seraient épuisés les stocks excédentaires. Dans notre étude, nous avons postulé que le prix (parité) du gaz tomberait à environ 50 p. 100 des prix du pétrole à Toronto d'ici 1987, pour ensuite remonter à une parité d'environ 65 p. 100 dans les années 90.

The results of the simulation show that the overall effect of the simultaneous deregulation of oil and natural gas prices would be a decrease of all energy prices, followed by a reduction of the rate of inflation and an acceleration of the growth of the Canadian economy. The global rate of inflation, measured against the price index of the GNP, could lose approximately half a percentage point in 1985 and one point in 1986.

Quelles raisons nous incitent à nous attendre à de tels résultats? Elles sont assez claires. Premièrement, le prix du pétrole connaîtrait une légère augmentation, puisque nous achetons déjà beaucoup de pétrole au prix mondial, mais cette hausse serait compensée par une réduction du prix du gaz naturel, qui ferait chuter pendant un certain temps le prix des hydrocarbures au Canada. La hausse des prix pétroliers aurait néanmoins pour effet de ralentir l'inflation et de stimuler légèrement la croissance. Par ailleurs, les producteurs se trouveraient à bénéficier au bout du compte d'une augmentation modeste de leurs liquidités—je dis bien une augmentation modeste.

Le modèle énergétique de Helliwell indique que, si l'industrie avait davantage de liquidités, il en résulterait des effets bénéfiques, notamment un accroissement de l'offre. La déréglementation des prix entraînerait toutefois une baisse de revenus pour le gouvernement fédéral, en raison des dégrèvements au titre de l'investissement. J'ai déjà assez parlé de la première simulation.

Dans la deuxième simulation, nous examinons les conséquences d'une déréglementation des prix pétroliers et gaziers qui se doublerait, à partir de 1985, de l'abolition de la TRPG sur le nouveau pétrole. Je commencerai par quelques mots sur la TRPG. Comme les honorables sénateurs ont pu s'en rendre



*[Text]*

general view of the PGRT is that it takes a part of gross revenues rather than a share of profits, or above-normal profits, of the production process. It is, in effect—and I have used these words—a poorly designed federal royalty. It is a type of producer level excise tax collected by the federal government. It reduces the after tax netback from oil and natural gas to producers and therefore curtails the incentive for exploration and development of new reserves.

If the PGRT were taken off new oil, that would be a first step in the process of change and it would have the advantage of increasing the incentives for new oil discoveries while minimizing the loss of revenues to the federal government. It also provides the means of phasing out the PGRT on oil entirely as the stocks of old oil are depleted.

We have presented a number of simulation results there, and the basic ideas are fairly straightforward. If the PGRT is reduced on new oil, then of the total revenue from oil, less is collected by the federal government and more flows through to the producers.

The increase in the industry's cash flow accumulated over the 1985-95 period is about \$32.7 billion in this particular exercise and, we would expect that there would be a substantial increase in real energy investment, a substantial increase in the real growth of the economy, some expansion in the supply of oil, and some reduction in the net imports of oil, some improvement to the country's current account balance, and so on.

But you cannot get something for nothing. It is perfectly clear that the direct losses of revenue to the federal government from this are pretty substantial. The PGRT does generate quite a lot of revenue. We estimate direct losses of about \$22 billion to the federal government, not much change to the provincial government position, and so on.

**The Chairman:** Twenty-billion dollars over how long?

**Mr. Slater:** Over the 10-year period, from 1985 to 1995. So the losses to the federal government direct would be somewhat less than the improved cash flow to the industry. But in thinking about the net position of the federal government, it is important to remember that the strengthening of the economy itself will improve the general revenue base of the federal government so that the net loss position is less than the direct loss of the PGRT funds. Nevertheless it is clear that the removal of the PGRT, unaccompanied by other measures, does represent significant loss of revenue to the federal government, as accompanying the substantial increase in the cash flow to the industry.

Regarding the third simulation, I can be even more brief. We say that in addition to the deregulation of the price of oil and gas and the removal of the PGRT on new oil, let us suppose it is removed on all oil and natural gas? Obviously the federal government's losses will be larger, the improved cash flow to the industry will be larger, the supply response will be larger, the stimulus to investment in energy will be larger, the

*[Traduction]*

compte d'après les témoignages qu'ils ont déjà entendus, on soutient généralement que la TRPG prélève une part des recettes de production, plutôt qu'une part des bénéfices ou des bénéfices qui dépassent la normale. Il s'agit en fait—et ce sont les mots que j'ai utilisés—d'une redevance fédérale mal conçue. Comme elle a pour effet de réduire les rendements nets—(après impôts)—des producteurs de pétrole et de gaz naturel, elle ne favorise pas la prospection ni la mise en valeur de nouvelles réserves.

L'abolition de cette taxe sur le nouveau pétrole constituerait un bon point de départ, et elle aurait pour effet d'accroître l'incitation à la recherche de nouveau pétrole tout en minimisant les pertes de recettes du gouvernement fédéral. Elle constituerait également un moyen d'éliminer progressivement la TRPG sur tout le pétrole à mesure que s'épuiseraient les stocks de vieux pétrole.

Nous avons fait état de certains résultats qui découlent logiquement de la mise en œuvre du scénario envisagé dans cette simulation. Si le nouveau pétrole est exempté de la TRPG, le gouvernement fédéral voit diminuer sa part des recettes totales tirées du pétrole, tandis que les producteurs voient augmenter la leur.

Dans ce scénario, les liquidités de l'industrie s'accroîtraient d'environ 32,7 milliards de 1985 à 1995, ce qui entraînerait une hausse considérable des investissements énergétiques et du taux de croissance réelle de notre économie, de même qu'un certain relèvement de l'offre de pétrole et une légère réduction des importations de pétrole, facteurs qui se répercuteront favorablement sur notre balance courante, etc.

Mais il n'y aurait pas que des effets bénéfiques. Il est très clair que l'abolition de la TRPG entraînerait une baisse de revenus considérable pour le gouvernement fédéral, puisque celle-ci lui assure des recettes importantes. D'après nos estimations, le gouvernement fédéral subirait des pertes directes d'environ 22 milliards, tandis que la situation des gouvernements provinciaux demeurerait à peu près inchangée.

**Le président:** Vingt-deux milliards de dollars sur combien de temps?

**M. Salter:** Sur dix ans, de 1985 à 1995. De sorte que les pertes directes du gouvernement fédéral seraient légèrement inférieures à la hausse des liquidités du secteur. Mais, en termes de pertes nettes, il convient de se rappeler que l'amélioration de la situation économique en général a pour effet d'accroître l'assiette fiscale du gouvernement fédéral, de sorte que ces pertes nettes ne sont pas aussi élevées en réalité que le manque à gagner que lui occasionnera l'abolition de la TRPG. Il est clair cependant que l'abolition de cette taxe, si elle ne se double d'aucune autre mesure, représente une perte de revenu considérable pour le gouvernement fédéral, en même temps qu'elle accroît sensiblement les liquidités de l'industrie.

Ce que j'ai à dire de la troisième simulation est encore plus bref. Le scénario qui y est présenté suppose non seulement la déréglementation des prix pétroliers et gaziers de même que l'abolition de la TRPG sur le nouveau pétrole, mais aussi l'abolition de cette taxe sur tout le pétrole et le gaz naturel. Il va sans dire que les pertes du gouvernement fédéral seraient plus importantes, tout comme d'ailleurs augmenteraient les

## [Text]

stimulus to supply of energy will be larger. I do not think it makes much sense to dwell on second and third decimal points. The general shape and direction of the change that would result is fairly clear.

For the fourth simulation—we use this as an illustration—we have noted that the losses of government revenue arising from a total removal of PGRT may be more than the federal and provincial governments together feel is appropriate or bearable. Let us suppose that we had at least some substitution of additional royalties under the royalties system added onto the oil and gas industry accompanying the removal of the PGRT so that the net loss of government revenues is smaller, and let us assume a Utopian view of co-operative federalism, that the provincial governments, raising more royalties, shares those royalties with the federal government. Obviously the net reduction of government revenues is less. If you simply remove the PGRT, and everything, the net cash flow improvement to the industry is somewhat less, the net improvement in the supply is somewhat less, but still it is significant.

We believe that in the environment in which gas does seem to be in surplus for some time, that might be a pretty healthy environment within which to put together oil and gas price deregulation, plus some shift in the revenue arrangements of governments from the PGRT to some other kind of raising of revenue from the industry, more traditional royalty raising than the PGRT type. Then the question of the division of the loss of government revenue and the ways of making it up between the provinces and the federal government would have to be argued out in the usual way.

We have one last simulation. Perhaps one wants to put special emphasis on the economizing in the use of oil and stimulation in the use of natural gas and, at the same time, wants deregulation, wants to cut back the PGRT, or remove it, but wants the federal government to be in a position in which it nevertheless has some oil revenue replacing what it would lose through the PGRT. So the fifth simulation simply takes the case of an off-oil tax being a part of the federal government's structure. The results in the fifth case are accumulation of oil and gas price deregulation, total PGRT removal, and an off-oil federal tax being imposed, but no change in provincial royalties.

To sum up, these simulations show—of although we can ring the changes, if you want it, on other possible combinations, these simulations show, first, that to go to world price and to reflect the surplus position of gas would not put much of an extra burden on Canadian consumers at this time—more on consumers of oil and less on consumers of gas. Secondly, if one wants to have a significant improvement in the cash flow revenue to the producers, some reduction in tax or royalty take by governments at least proportionately, may be required. Governments would still be net takers of revenue from the industry, but take somewhat less. Thirdly, it would be possible, by various combinations of change of PGRT, off-oil tax, royalties, to have a structure of taxation which would be better

## [Traduction]

liquidités de l'industrie, l'offre de pétrole et de gaz, et il ne fait aucun doute que pareilles mesures stimuleraient les investissements énergétiques de même que l'offre énergétique. A mon avis, nous n'avons pas à nous arrêter aux détails, car l'orientation générale des résultats de ces modifications se dessine assez clairement.

Pour ce qui est de la quatrième simulation—que nous présentons à titre d'illustration—nous supposons que le gouvernement fédéral et les provinces estiment tous deux que l'on ne saurait admettre des pertes de revenus aussi importantes que celles qui résulteraient de l'abolition complète de la TRPG. Supposons que l'abolition de la TRPG s'accompagne, à tout le moins, d'un certain relèvement des redevances exigibles du secteur pétrolier et gazier, de sorte que la perte nette de recettes gouvernementales est donc moins importante. Si l'on ne fait qu'abolir purement et simplement la TRPG, l'accroissement net des liquidités de l'industrie sera légèrement moindre, tout comme l'amélioration de l'offre, mais les résultats seront loins d'être négligeables.

Étant donné que l'offre de gaz continuera pendant un certain temps à être supérieure à la demande, nous sommes d'avis qu'une telle situation milite en faveur d'une déréglementation des prix pétroliers et gaziers, qui se doublerait de l'abolition de la TRPG en faveur de quelque autre formule qui permettrait au gouvernement d'obtenir des revenus du secteur pétrolier, grâce, par exemple, à des redevances plus traditionnelles que la TRPG. Pour ce qui est de la répartition des pertes de recettes gouvernementales et de la façon de combler ce manque à gagner, il appartiendrait aux provinces et au gouvernement fédéral d'en négocier les détails de la façon habituelle.

La dernière simulation part du principe qu'en plus de déréglementer les prix pétroliers et gaziers et de réduire ou d'abolir la TRPG, des efforts particuliers doivent être déployés pour économiser le pétrole et encourager le recours au gaz naturel, tout en prévoyant que le gouvernement fédéral puisse percevoir des revenus pétroliers pour compenser ceux qu'il perdrait par l'abolition de la TRPG. Ainsi, la cinquième simulation prévoit tout simplement l'imposition par le gouvernement fédéral d'une redevance de conversion, qui viendrait s'ajouter à la déréglementation des prix pétroliers et gaziers, de même qu'à l'abolition totale de la TRPG, sans que les redevances provinciales en soient touchées.

En conclusion, ces simulations révèlent premièrement—bien qu'il soit possible de prévoir d'autres combinaisons—que le fait d'adopter le tarif mondial et de tenir compte de l'offre excédentaire de gaz n'imposerait pas un trop lourd fardeau aux consommateurs canadiens pour le moment les consommateurs de pétrole paieraient plus et les consommateurs de gaz paieraient moins. Deuxièmement, pour accroître sensiblement les liquidités des producteurs, il faudra peut-être prévoir une certaine réduction, à tout le moins proportionnelle, de la part des revenus que prélèvent les gouvernements sous forme de taxes ou de redevances. Les gouvernements devraient continuer à tirer des revenus de l'industrie, mais leur part devrait être un peu moins importante. Troisièmement, on pourrait, grâce à diverses combinaisons de la TRPG, de redevances de conver-



[Text]

tuned to those who make the profits, who get the rents, and so on, than the existing system.

We believe that the changes could be done in the circumstances in such a way that they would not be significantly unfavourable to the Canadian economy in the short-term and could be quite favourable in the long-term.

I would now ask Mr. Eglington to speak on the case studies, which is the other half of our story.

**Mr. Peter Eglington, Director, Energy Group, Economic Council of Canada:** I believe it is true to say that our micro-economic studies in large part underpin the kind of results that we are getting in these considerations of the macro-economy and of the aggregate supply response that we have built into the petroleum industry. These studies are very detailed. They have been put in place through working with industry. They look at actual costs of specific projects or the developing or finding of oil and gas reserves in the western sedimentary basin. The studies have been particularly focused on many of the details of the existing fiscal regime. I shall not get into those details today but I wish to touch on some of the highlights of various studies.

The first study we have listed in the appendix is one that provides estimates of the costs of finding and developing conventional oil and gas reserves in Alberta and gas reserves in Alberta. This study looks at the estimated costs of putting reserves in place over a 20-year period. It can be seen from figures 14 and 15 that the costs have been rising very significantly over the last 20 years and particularly over the last decade. One can observe that costs generally for the putting in place of oil reserves in the sedimentary basin have tended to accelerate as reserves have been put in place. However, before jumping to conclusions as to where those costs will go in the future, we should observe that those costs are way below the value of oil reserves based on the world oil price. We have looked at what we call social costs which exclude royalties and taxes, so the real costs of putting in place reserves in the western sedimentary basin is far less, although it is rising, than the value of oil based on world oil prices.

We have also done a number of studies on the Alberta situation which through econometric analysis estimate the rates at which oil and gas will be found in the future under alternative pricing. We have attempted to estimate in some detail the responsiveness of oil and gas supply by region, by geological horizons, in the province and we have attempted to relate that to prices or netbacks after royalties and taxes. We find, generally, that there is a fair responsiveness for both but more for gas than oil. That is to say, if oil policy encourages activity through additional profitability we will indeed have additional reserves put in place through discoveries, through secondary recovery and enhanced oil recovery in the western sedimentary basin. On the gas side we think that response is very significant.

[Traduction]

sion et de redevances provinciales, établir une structure fiscale qui réussirait mieux que le régime actuel à imposer ceux qui réalisent des bénéfices, ceux qui retirent des loyers, et ainsi de suite.

Nous sommes d'avis que, dans les circonstances actuelles, ces modifications pourraient être apportées de façon à ne pas trop nuire à l'économie canadienne à court terme tout en offrant la possibilité d'effets bénéfiques à long terme.

Je demanderais maintenant à M. Eglington de vous parler des études de cas, qui constituent l'autre volet de notre mémoire.

**M. Peter Eglington, directeur, Groupe énergétique, Conseil économique du Canada:** A mon avis, les études micro-économiques permettent dans une large mesure de se faire une idée du genre de résultats dont nous avons fait état dans notre étude sur la situation micro-économique et sur l'évolution de l'offre dans le secteur pétrochimique. Ces études sont très détaillées et ont été réalisées de concert avec l'industrie. Elles portent sur les coûts réels de projets particuliers, visant la mise en valeur ou la découverte de réserves pétrolières et gazières dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. Elles traitent en particulier de nombreux aspects du régime fiscal existant. Je n'entrerai pas dans les détails aujourd'hui, mais je vais simplement signaler certains des faits saillants de ces études.

La première étude qui figure dans l'appendice indique les coûts estimatifs de la découverte et la création de réserves de pétrole et de gaz bruts naturels en Alberta. Cette étude vise à déterminer les coûts estimatifs pour une période de 20 ans de l'établissement de réserves dans cette région. On peut voir d'après les figures 14 et 15 que les coûts ont augmenté considérablement au cours des 20 dernières années, plus particulièrement au cours des dix dernières années. On peut noter que, dans l'ensemble, les coûts associés à l'établissement de réserves de pétrole dans le bassin sédimentaire ont augmenté au fur et à mesure que ces objectifs étaient atteints. Toutefois, avant d'en déduire immédiatement quels seront les coûts à l'avenir, il faut faire remarquer qu'ils sont bien en deçà de la valeur des réserves établie en fonction du prix mondial du pétrole. Nous avons étudié ce que nous appelons les coûts sociaux qui excluent les redevances et les impôts, de sorte que les coûts réels de l'établissement des réserves dans le bassin sédimentaire de l'Ouest, même s'ils augmentent, sont bien en deçà de la valeur du pétrole en fonction du prix mondial.

Nous avons également procédé à différentes études de la situation en Alberta; par une analyse économétrique nous avons évalué le rythme auquel le pétrole et le gaz seront découverts à l'avenir, aux termes d'une politique de rechange en matière de tarification. Nous avons donc tenté d'évaluer de façon relativement détaillée quelles seront les effets de cette politique sur l'approvisionnement en pétrole et en gaz en fonction de la région et du niveau géologique, dans la province; nous avons tenté d'établir un lien entre ces facteurs et les prix ou les recettes après le paiement des redevances et des impôts. Nous avons découvert dans l'ensemble que ce régime a un certain effet sur les deux produits, mais plus sur le gaz que sur le pétrole. Ainsi, si la politique pétrolière encourage l'activité grâce à une plus grande rentabilité, nous aurons de fait des

## [Text]

One of our studies describes the estimates in some detail. We have also done case studies on enhanced oil recovery and, in particular, working with a number of companies, we looked at some projects that appear to be highly profitable and other projects that appear to be marginally profitable. One of particular interest that is economically marginal is a proposed project in the Pembina field. If this project were economic, it could access considerable reserves from Pembina. We think it is typical of some of the enhanced oil recovery projects in that if they were made somewhat more profitable for the companies, they would come on stream faster. We have noticed that historically, while there are many enhanced oil projects on the shelf, few actually have been put in place, although recently some larger ones have been announced.

The profitable enhanced oil projects in the western sedimentary basin have a supply cost that is far below the world oil price. However, the projects range widely between very profitable and marginal in profit. The big reserves tend to be related to the marginal and less profitable projects. We have also looked at oil sands and re-examined the Alsands Project and the nature of the final offer that was made to the consortium in that case. We asked ourselves why the project did not go ahead at the time and examined the details of that final offer and the particular fiscal regime that it presented. Overall, we believe that the large mineable oil sands projects are costly. Our estimates, based on the study that we have tabled, would show Alsands oil being approximately \$45 per barrel, which would be above the value of the world oil price of oil at the well-head or the plant gate. The mineable oil sands seem like a readily available source of oil supply but, unfortunately, they appear to be some of our most costly oil.

In contrast but still dealing with oil sands we looked at the *in situ* situation at Wolf Lake which got underway about one year ago. It is a much smaller project dealing with *in situ* recovery of bitumen rather than mining. We believe that that project is more or less a breakeven one and that the fiscal regime that has been put in place between the federal government and the Government of Alberta is quite a reasonable one. The project is also illustrative of our view of the nature of oil supply from these heavy oils and oil sands, that they will be rather more incremental than coming through very large mega projects. In addition, we have done studies on frontier oil and gas supplies. We looked at the Beaufort Sea and asked ourselves two questions. The first was whether it was feasible to contemplate delivering low cost oil, say, to Montreal. Working with the company we estimated the cost for oil in the sense that we assumed that everything is favourable—the geology, the engineering, the econometry of reservoirs, the production

## [Traduction]

réserves additionnelles grâce à des découvertes et grâce à des programmes de récupération assistée et de récupération secondaire dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. Pour ce qui est du gaz, nous croyons que les effets d'une telle politique seraient très considérables.

Une de nos études décrit ces prévisions en détail. Nous avons également procédé à une étude de cas sur la récupération assistée du pétrole; en effet, travaillant de concert avec différentes sociétés, nous avons étudié certains projets qui semblent être très rentables et d'autres projets qui n'assurent qu'une faible rentabilité. Parmi ce dernier groupe, on retrouve le projet prévu pour le champ Pembina. Si ce projet était rentable, il pourrait assurer des réserves considérables. Nous croyons que le projet Pembina est caractéristique de certains des projets de récupération assistée lesquels, s'ils étaient un peu plus rentables pour les sociétés, pourraient être mis en production plus rapidement. Nous avons remarqué que, généralement, même si nombre de projets de récupération assistée sont en suspens, très peu d'entre eux ont vraiment été mis en œuvre, bien que récemment certains projets importants aient été annoncés.

Les projets de récupération assistée rentables dans le bassin sédimentaire de l'Ouest ont un coût de l'offre qui est bien en deçà du prix mondial du pétrole. Toutefois, les projets varient considérablement car certains sont très rentables et d'autres n'assurent que de très faibles projets. Les réserves importantes sont le plus souvent découverts dans le cadre des projets les moins rentables ou peu rentables. Nous avons également étudié les sables bitumineux et réexaminé le projet Alsands et la nature de l'offre définitive qui a été présentée au consortium dans cette affaire. Nous nous sommes demandés pourquoi le projet n'avait pas été mis en œuvre à ce moment-là et nous avons étudié les détails de cette offre définitive et son régime fiscal. Dans l'ensemble, nous sommes d'avis que les importants projets de sables bitumineux exploitables sont coûteux. Nos prévisions, fondées sur l'étude que nous avons présentée, indiqueraient que le pétrole du projet Alsands coûterait environ 45 dollars le baril, ce qui serait plus élevé que le prix mondial du pétrole à la tête de puits ou à la sortie de l'usine. Les sables bitumineux exploitables semblent être une source facilement accessible de pétrole mais, malheureusement, notre source la plus coûteuse.

Par contraste, mais toujours en ce qui a trait aux sables bitumineux, nous avons étudié la situation *in situ* à Wolf Lake, projet qui a été mis en œuvre il y a environ un an. Il s'agit d'un beaucoup plus petit projet portant sur la récupération du bitume plutôt que sur l'exploitation minière. Nous sommes d'avis que ce projet atteint plus ou moins le seuil de rentabilité et que le régime fiscal qui a été mis en œuvre à la suite d'une entente entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta est très raisonnable. Ce projet illustre également notre opinion de la nature de nos approvisionnements en pétrole provenant de ces sables bitumineux et de ces huiles lourdes, opinion selon laquelle ces approvisionnements s'accroîtront plutôt davantage que ceux provenant des méga-projets. De plus, nous avons procédé à des études sur l'approvisionnement en gaz et en pétrole des régions pionnières. Nous avons étudié la mer de Beaufort et nous nous sommes posé deux questions. Premièrement, nous nous sommes demandés s'il



## [Text]

and transportation systems and so forth. Our concern was that even if all things were favourable the cost of that oil delivered to Montreal might not meet the world price. Indeed, it does, and we have an estimate of a cost in the neighbourhood of \$15 a barrel, if one is very lucky to have everything going right.

Secondly, in terms of the Beaufort, we looked at estimates of the minimum scale of production. We felt that was the second most important question to deal with. Our estimates show something in the neighbourhood of 250 million barrels as a minimum scale for commercial production from a single pool, producing from a single island in the Beaufort Sea. I would note that Imperial recently mentioned a number something in the order of 300 million barrels being necessary for a commercial production onshore in the Mackenzie Delta.

On the east coast, we examined the possible economics of Hibernia and Venture gas. Our estimates suggest that oil from Hibernia, if one has a reasonable cost for a suitable production platform, might cost around \$15 a barrel to deliver oil to Montreal. Of course, there is a significant question mark as to the technology for producing that oil. As honourable senators know, there are other questions as well. However, the potential seems to be there for low cost oil and in significant volumes.

From our calculations, natural gas from Venture is what we call relatively high cost gas, perhaps just under \$4 a mcf. We conclude that the economics of the field as it is presently known are marginal. They could improve if the export market firms up and prices firm up. They could also improve if additional reserves and higher productivity reserves are discovered. It would appear that, on the basis of what is known about the reservoirs at the present time, that gas is more costly ex the plant gate than would be Alberta gas delivered across the country. In our brief we have included a table which briefly outlines some of the supply costs which I have mentioned.

We are much impressed by two aspects in looking at the costs of oil and gas supplies, particularly in looking at oil supplies in Canada. First, we are impressed by the extraordinary range of costs, project by project, as an incredible diversity both of source of oil and the range of costs moving through the sedimentary basin into deeper and deeper geological horizons. There is a tremendous range of productivity which leads us to conclude that it is extremely important that the resource be managed effectively through effective fiscal policies, royalties and taxes. One of our concerns with a tax such as the PGRT has been that it is not an efficient tax because it is not related to the productivity or profitability of oil or gas production pool by pool or well by well, as royalties generally are in the western provinces. It is simply a tax after operating costs. However, investment is a significant aspect of the petroleum industry.

## [Traduction]

était possible d'assurer la livraison de pétrole peu coûteux à, Montréal par exemple. En travaillant de concert avec la société, nous avons évalué le coût du pétrole, dans la mesure où nous avons supposé que tout se présentait de façon favorable, la géologie, l'ingénierie, l'économétrie des réservoirs, les systèmes de production et de transport, etc. Nous craignons que même si tous ces facteurs étaient favorables, le coût du pétrole livré à Montréal ne soit supérieur au prix mondial. En effet, c'est ce qui se produirait; nous sommes arrivés à un coût estimatif d'environ \$15 le baril, si tout allait sans anicroches.

Deuxièmement, en ce qui a trait à la mer de Beaufort, nous avons étudié les prévisions en fonction d'une production minimale. Nous étions d'avis qu'il s'agissait de la deuxième question la plus importante. Nos prévisions indiquent que la production commerciale serait rentable à un seul de 250 millions de barils pour un seul gisement et une seule île dans la mer de Beaufort. J'aimerais faire remarquer que la société Impérial a récemment parlé d'environ 300 millions de barils comme minimum pour la production commerciale sur terre dans le delta du Mackenzie.

Sur la côte est, nous avons étudié la rentabilité possible du champ Hibernia et du champ gazeux Venture. Nos prévisions laissent entendre que le pétrole d'Hibernia, à un coût raisonnable pour une plate-forme de production convenable, pourrait être d'environ 15 dollars le baril, livré à Montréal. Évidemment, il ne faut pas oublier la technologie nécessaire à la production de ce pétrole. Comme vous le savez, honorables sénateurs, d'autres questions entrent également en ligne de compte. Toutefois, il semble possible de produire de grandes quantités de pétrole à un coût faible.

D'après nos calculs, le gaz naturel de Venture est ce que nous appelons du gaz naturel relativement coûteux dont le coût se situe juste en deçà de 4 \$ le mpc. Nous concluons que la rentabilité du champ est marginale. Elle pourrait s'améliorer advenant une augmentation des prix à l'exportation et la découverte de réserves additionnelles plus productives. Il semble donc, en fonction de ce qu'on sait sur les réserves actuelles, que le gaz est beaucoup plus coûteux à la sortie de l'usine que le gaz de l'Alberta lorsqu'il est livré à l'autre bout du pays. Notre mémoire comprend un tableau qui donne un aperçu de certains des coûts dont je viens de parler.

Nous sommes très impressionnés par deux aspects précis de l'étude des coûts d'offre pour le pétrole et le gaz, particulièrement lorsque nous étudions les réserves en pétrole du Canada. Tout d'abord, nous sommes étonnés de constater l'éventail extraordinaire de coûts, projet par projet, ainsi que l'incroyable diversité des sources de pétrole et l'éventail des coûts dans le bassin sédimentaire, en fonction de niveaux géologiques de plus en plus profonds. Il existe tout une gamme de possibilités à l'égard de la productivité qui nous pousse à conclure qu'il est très important que les ressources soient gérées de façon efficace grâce à l'application de politiques efficaces au niveau des finances, des redevances et des impôts. Une de nos préoccupations en ce qui a trait à une taxe comme la TRPG était qu'elle n'est pas efficace puisqu'elle n'est pas liée à la productivité ou à la rentabilité de la production de gaz ou de pétrole, gisement par gisement ou puits par puits, comme le sont généralement les redevances dans les provinces de l'Ouest. Il s'agit simple-

[Text]

The second concern we have had in looking at these costs, and in highlighting the information, is the long run nature of these costs. In our papers we talk about the full cycle, which includes exploration, development and production through to the end of production. That full cycle is a cycle of some 30 years at the minimum for oil and gas discovery and production. In looking at the full cycle and attempting to estimate costs that refer correctly to the full cycle, we are additionally concerned that royalty and tax regimes should bear in mind the uncertainties and true costs of the full cycle to put oil and gas reserves in place and have them produced for our benefit.

**Senator Doody:** I would like to have a point of clarification, Mr. Chairman. Do social costs differ from economic costs? You talked about true costs when you mentioned the full cycle. However, there are social costs listed in the table. Could you differentiate between the two or tell us whether or not there is a difference?

**Mr. Eglington:** We have defined social costs as being the industry's costs excluding royalties and taxes. Thus, it is a first estimate of true social costs excluding royalties and taxes.

**Senator Doody:** So this is the cost to the oil company of exploration, production and, in this case, delivery?

**Mr. Eglington:** No. The social cost does not include any royalties or taxes. Thus, the oil company would have higher costs than the social costs. It is important for us to look at both. First, we must look at the social costs because we are attempting to estimate the true cost to Canada of putting the project in place and producing those reserves. In effect, the taxes and royalties are a transfer. The companies transfer those revenues to government. In all of our work we have looked at both what we call the social costs and the private costs.

**Senator Doody:** So the \$16 cost of western oil would be the cost exclusive of any government royalties or taxes?

**Mr. Eglington:** That is correct. It is an estimate of the true social costs in terms of the real resources used to find that oil and produce it.

**Senator Balfour:** I have a supplementary question which I would like to ask in order to clarify something. What delivery system did you assume for the Beaufort oil?

**Mr. Eglington:** We looked at both tankers and a pipeline system. The \$15 quoted refers to a pipeline system which would connect into IPL and deliver oil to Montreal.

**Senator Balfour:** And down to Mackenzie?

**Mr. Eglington:** That is correct.

[Traduction]

ment d'une taxe prélevée après le frais d'exploitation. L'investissement est toutefois un aspect important de l'industrie pétrolière.

La deuxième préoccupation que nous avons lorsque nous avons étudié ces coûts et lorsque nous avons présenté les grands points de cette étude, visait le fait qu'il s'agit de coûts à long terme. Dans nos documents, nous parlons du cycle complet, qui inclut l'exploration, l'exploitation et la production jusqu'à la fin de cette dernière étape. Ce cycle porte sur trente ans au moins pour la découverte et la production de pétrole et de gaz. En étudiant le cycle complet et en essayant d'en évaluer les coûts, nous nous préoccupons également du fait que les régimes sur les redevances et les impôts devraient tenir compte des incertitudes et des coûts réels du cycle complet à l'égard de la découverte des réserves de pétrole et de gaz et leur production à l'avantage de tout le pays.

**Le sénateur Doody:** J'aimerais une précision, monsieur le président. Les coûts sociaux sont-ils différents des coûts économiques? Vous avez mentionné les coûts réels lorsque vous avez parlé du cycle complet. Toutefois, dans les tableaux, vous parlez des coûts sociaux. Pourriez-vous me dire quelle est la différence entre ces deux types de coûts, s'il en existe une?

**M. Eglington:** Nous avons défini les coûts sociaux comme le coût global que l'industrie doit assumer, moins les redevances et les impôts. Il s'agit ainsi d'une première prévision des coûts sociaux réels moins les redevances et les impôts.

**Le sénateur Doody:** Il s'agit donc des coûts que la société pétrolière assume pour l'exploration, la production et, dans ce cas, la livraison.

**M. Eglington:** Non. Les coûts sociaux ne comprennent ni redevances ni impôts. Ainsi, une société pétrolière assume des coûts plus élevés que les coûts sociaux. Il est important d'étudier ces deux types de coûts. Tout d'abord, nous devons étudier les coûts sociaux parce que nous essayons d'évaluer les coûts réels, pour le Canada, de la mise en œuvre d'un projet et de la création de ces réserves. En effet, les impôts et les redevances représentent un transfert. Les sociétés transfèrent ces recettes au gouvernement. Dans tout notre travail, nous avons étudié ce que nous appelons les coûts sociaux et les coûts privés.

**Le sénateur Doody:** Ainsi, ces \$16 qui représentent le prix du pétrole de l'Ouest serait le coût non compris les redevances et les impôts du gouvernement?

**M. Eglington:** C'est exact. Il s'agit d'une évaluation des coûts sociaux réels, des vraies ressources utilisées pour découvrir ce pétrole et en assurer la production.

**Le sénateur Balfour:** J'aimerais poser une question supplémentaire pour clarifier les choses. De quel système de transport vous êtes-vous servi pour vos prévisions en ce qui a trait au pétrole de la mer de Beaufort?

**M. Eglington:** Nous avons étudié à la fois la possibilité d'utiliser des pétroliers et un système de pipe-line. Les 15 \$ dont on parle porte sur un système de pipe-lines qui assurerait le raccordement avec IPL et la livraison du pétrole à Montréal.

**Le sénateur Balfour:** Et jusqu'au Mackenzie?

**M. Eglington:** C'est exact.



[Text]

**Senator Thériault:** When you speak about social costs do you take into consideration the PIP grant?

**Mr. Eglington:** No, we do not.

**Senator Thériault:** If you removed the exploration grants and all the charges related to the company, then you would arrive at the social cost?

**Mr. Eglington:** That is correct.

**Senator Grafstein:** I have one comment with respect to page eight of the brief, Mr. Chairman. It is found under the title "Simulation 3" in the second paragraph, which reads:

The increase in industry revenues at the expense of federal revenues again suggest that intermediate policy options are required.

The following sentence is the one which I have questioned in my own mind and I wonder what you mean. It reads:

There is also the lingering concern about the high degree of foreign ownership among the producing companies.

What do you mean by that?

**Mr. Slater:** All we are trying to do, Mr. Chairman, is indicate that the issues of the national policy regarding foreign ownership control, and the question of what foreign controlled organizations do with the revenues they receive, are continuing issues which have to be part of the consideration of these other issues. We have not addressed these issues. That is to say, we have not tried to provide any estimates of how cash flow to the industry would be divided up between, let us say, a multinational and its parent company.

We have in here an implicit view, which perhaps we should have made explicit. It is the presumption that if the industry based in Canada, whether Canadian or foreign owned, receives more cash flow, it would be profitable to do more investment in Canada. We did not want to put a brief in without, at least, acknowledging that there are issues beyond the ones that we have addressed.

**Senator Grafstein:** Have you done any studies relating precisely to that question, which is the net flow of revenues to domestic and foreign companies, and what use they make of those excess revenues; in other words, beyond their normal operating expense, namely, their investment policies? What, if any, is the net outflow of capital as a result of a regime that would increase net revenues to the industry?

**Mr. Slater:** I personally have not done such a study. I follow the regular reports on the cash flows and their distribution and so on, put out by the Department of Energy, Mines and Resources. Mr. Robert, do you have anything to add?

**Mr. Robert:** We are not doing any studies on that. If the rent collection mechanism is appropriate, you could leave in the company enough money to stimulate interest in exploration, but not too much. It is up to the rent collection mechanism to take back for either the provincial or federal government part of the rent. That has raised the problem of Canadianization. You really need to Canadianize when you

[Traduction]

**Le sénateur Thériault:** Lorsque vous parlez des coûts sociaux, tenez-vous des comptes de subventions offertes dans le cadre du PESP?

**M. Eglington:** Non.

**Le sénateur Thériault:** Si vous faisiez disparaître les subventions à l'exploration et tout ce que doit une société, vous obtiendriez les coûts sociaux.

**M. Eglington:** C'est exact.

**Le sénateur Grafstein:** J'aimerais dire quelques mots en ce qui a trait à la page 8 du mémoire, monsieur le président. Sous le titre «Simulation n° 3», au deuxième paragraphe, vous dites:

L'augmentation des recettes de l'industrie, qui se ferait au détriment du Trésor fédéral, pourra requérir des interventions intermédiaires.

La phrase qui suit est celle qui me pose des problèmes; on dit:

En outre, le degré élevé de contrôle étranger dans l'industrie énergétique du Canada continue de susciter des inquiétudes.

Que voulez-vous dire?

**M. Slater:** Monsieur le président, nous essayons d'indiquer que les dispositions de la politique nationale à l'égard du contrôle étranger, et le problème de l'emploi que les organisations contrôlées par des intérêts étrangers font de leurs recettes, sont des aspects qui doivent continuer à faire partie de notre étude de ces autres questions. Nous ne les avons pas étudiés. Nous n'avons pas essayé d'établir des prévisions sur les façons dont les liquidités de l'industrie seraient réparties, par exemple, entre une société multinationale et sa société mère.

Nous avons à ce sujet une opinion implicite que nous aurions peut-être dû présenter de façon explicite. Nous supposons que si l'industrie au Canada, qu'elle soit canadienne ou contrôlée par des intérêts étrangers, reçoit plus de liquidités, cela devrait encourager l'investissement au Canada. Nous ne voulions pas présenter un mémoire sans tout au moins reconnaître qu'il existe d'autres questions que nous n'avons pas étudiées.

**Le sénateur Grafstein:** Avez-vous effectué des études sur cette question, les recettes nettes des sociétés nationales et étrangères, et leur utilisation de ces recettes excédentaires, en d'autres mots, à part leurs coûts d'exploitation normaux quelles sont notamment, leurs politiques d'investissement? Quelle est, s'il y a lieu, la sortie de capital net, avec un régime qui augmenterait les recettes nettes de l'industrie?

**M. Slater:** Je n'ai pas personnellement procédé à une étude de cette question. Je suis les rapports réguliers sur les liquidités et leur distribution, etc. que présente le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Monsieur Robert, désirez-vous ajouter quelque chose?

**M. Robert:** Nous n'étudions pas cet aspect. Si le mécanisme de perception des loyers est approprié, vous pourriez laisser à la société suffisamment d'argent pour stimuler un certain intérêt dans le domaine de l'exploration, mais pas trop. C'est grâce au mécanisme de perception des loyers qu'on obtient l'argent nécessaire pour la part du fédéral ou du provincial. Cet aspect a soulevé le problème de la canadianisation. Vous devez vrai-

**[Text]**

are not sure where this revenue is going. If you are giving more revenue to the industry, you have to be sure that the revenue will be reinvested in Canada as a profit to Canadians. In another sense you have an insufficient cash-flow situation where you need sufficient rent in order to stimulate new exploration. We are not planning to do any study about what they are presumed to be doing with this part of the rent.

**Mr. Slater:** I have a general impression, from looking at the record over the years, not as a really serious study, but asking the type of question Senator Grafstein has raised, that by and large Canada has experienced net inflows of funds into the Canadian oil and gas industry from the multinationals but, secondly, they have ploughed back into further investment in exploration and development a very large part of their profits. That is the general story. I am sure that you could find exceptions at times, but I do not believe that the general story is different from that.

**Senator Thériault:** My question really follows on the same theme as Senator Grafstein's. As I read your brief and listen to your remarks, it seems to me that you make the assumption that if the producer or the industry were left with more revenue, that you would have lower prices because it would affect inflation by .05 per cent the first year, in 1985, and 1 per cent by 1986. As I read it, this is based on total deregulation. What tells you that the companies do not need extra revenue, and even if they do not need it, that they would not simply keep the extra revenue and prices would go up and we would not have this effect of lower inflation at all?

**Mr. Slater:** The lower inflation result from the first simulation that comes from the deregulation is based upon two notions. One is that there is not all that much difference now for oil on the average between the world price and the average Canadian prices. Secondly, there are excess supplies of gas. In addition, there is a fair bit of competition among people to sell that gas. Therefore, if people were left to themselves, you would actually get out and negotiate lower prices on gas. The lower prices on gas would be sufficient, the competition would be sufficient, and as well the extra supplies would be sufficient to balance the moderate increase in the price of oil. That is the judgment call, and I do not know if we have anything more to say on that.

**Senator Thériault:** The other thing that worries me somewhat is that if you take one of your simulations and you do away with the federal take and increase the provincial take, you may get to the point that the producing provinces will increase their share of that revenue with the federal government?

**Mr. Slater:** I indicated that that is the way the technical results were presented, but the question of whether that would be so or not is another matter. The important thing, Senator Thériault, is, looking to the next decade in the regime of oil and gas prices that are liable to develop, and looking at the costs of getting additional supplies and meeting the social

**[Traduction]**

ment assurer la canadienisation lorsque vous ne savez pas vraiment où s'en vont ces recettes. Si vous donnez plus de recettes à l'industrie, vous devez vous assurer qu'elles seront réinvesties au Canada pour assurer des profits aux Canadiens. Dans un autre sens, vous avez des liquidités insuffisantes et vous avez besoin d'un loyer ou de redevances assez élevées pour stimuler de nouvelles activités d'exploration. Nous ne prévoyons pas nous livrer à des études sur ce qu'ils devraient faire avec cette partie du loyer.

**M. Slater:** J'ai l'impression, après avoir étudié la question au cours des dernières années de façon superficielle, en posant des questions comme celle du sénateur Grafstein, que, dans l'ensemble, l'industrie canadienne du pétrole et du gaz a connu une rentrée de capitaux nets grâce aux multinationales; de plus, ces dernières se sont servi d'une bonne partie de leurs recettes pour se livrer à d'autres activités d'exploration et d'exploitation. C'est ce qui s'est passé. Je suis persuadé qu'il existe quelques exceptions, mais je crois que c'est ce qu'ont fait la plupart d'entre elles.

**Le sénateur Thériault:** J'aimerais poser une question sur le même thème que le sénateur Grafstein. En lisant votre mémoire et en écoutant votre exposé, il me semble que vous supposez que si le producteur ou l'industrie touchait des recettes plus élevées, les prix seraient moindres parce que cela influencerait sur l'inflation de 0,05 p. 100 la première année, en 1985, et de 1 p. 100 en 1986. Ces suppositions sont fondées sur une déréglementation totale. Qu'est-ce qui vous fait penser que les sociétés n'ont pas besoin de ces recettes supplémentaires? Même si elles n'en ont pas besoin, qu'est-ce qui vous fait penser qu'elles ne les garderaient pas simplement et que les prix monteraient puisque nous n'aurions pas cette baisse de l'inflation?

**M. Slater:** Cette baisse de l'inflation découlant de la première simulation qui provient de la déréglementation est fondée sur deux notions: la première est qu'il n'y existe pas actuellement une grande différence entre le prix mondial et les prix canadiens pour le pétrole. De plus, il existe une offre excédentaire de gaz. Il existe une bonne concurrence entre ceux qui vendent ce gaz. Ainsi, si on n'intervenait pas, vous pourriez négocier des prix plus faibles pour le gaz. Les prix plus faibles, la concurrence et, de plus, l'offre excédentaire suffiraient à compenser la faible augmentation du prix du pétrole. C'est notre opinion.

**Le sénateur Thériault:** L'autre question qui me préoccupe un peu est la suivante: si vous prenez une de vos simulations et que vous vous défaites de la part du fédéral et assurez une augmentation de la part du provincial, vous arriverez peut-être au point où les provinces productrices augmentent leur part de ces recettes avec le gouvernement fédéral.

**M. Slater:** J'ai indiqué que c'était la façon dont les résultats techniques avaient été présentés, mais rien ne prouve que cela se produirait. Sénateur Thériault, la chose importante dont il faut se souvenir, en étudiant le régime des prix du gaz et du pétrole de la prochaine décennie, et en étudiant les coûts de la recherche de ressources supplémentaires et les coûts sociaux,



## [Text]

costs, a modest increase in the revenue of producers would be necessary particularly those producers who will be having the costlier things. If it is not likely to come from increases in the final price of users, then the question is would the persistence of the existing tax and royalty regimes—however much they were justified in the past—lead to the government's taking more out of the revenue stream than is warranted. If so, then it becomes a question of cutting back the government take. It also becomes a question of the sharing of that between the federal and provincial governments, and it also becomes a question of having the kind of tax and royalty regime that is more compatible, we believe, with the inherent heterogeneity of the industry and its situation, as Mr. Eglington pointed out.

We have displayed a variety of things, such as a tax to discourage oil use, a royalty, two kinds of change of PGRT, so that one at least gets a feel of what each of those things might imply. There are other possibilities. I think you have had other things placed before you such as changes in the structure. What is very important is to try to study both the changes in the structure of the royalty and tax system and its compatibility with energy objectives, and the overall fiscal position of governments, and to ensure that both of those are in place. The type of stuff that we put before you helps toward that objective.

**Senator Thériault:** I have one more comment. We know the powerful jurisdiction that the provinces have in this country—in my point of view there are some good points and some bad points. If complete deregulation of that industry were to take place, and if, because of that, the national government were to lose major sources of revenue while the producing provinces increased, by a substantial amount, their fiscal capacities, it is my concern that those provinces—in what could be a natural reaction—in using their legislative power could cause quite a disruption in industry.

**Mr. Slater:** That is a fair comment, senator. I do not think that any of us seated at this table are experts in the intricacies of economic warfare. I suppose I could say this. First, we are talking about price deregulation. The industry, of necessity, would continue to have a lot of regulation in the interests of conservation and so on. Secondly, we have taken the view that there may very well be imposed on Canada extreme instabilities arising from things happening out there in the world. There are exceptional circumstances; there are and will continue to be exceptional policies developed to deal with them. Thirdly, I do not think you have to be any kind of extreme centralist in matters of division of powers to take the view that it is unacceptable, in any kind of decently operating federation, to be in a position in which one part can extremely exploit another. That is fundamentally against a good federation. I would think that the way in which equalization questions have been faced in this country gives an indication of where, in general, Canadians stand on the issue, in that they do not accept that.

**Senator Thériault:** I am prepared to accept your position. I only point out that, or five years ago, someone in an important

## [Traduction]

est qu'une légère augmentation des recettes des producteurs serait nécessaire particulièrement pour ceux dont les frais seront plus élevés. S'il n'est pas probable que cela provienne d'augmentations du prix pour l'utilisateur, la question qu'il faut se poser est la suivante: le maintien des régimes de redevances et d'imposition actuels—peu importe s'ils étaient justifiés par le passé—poussera-t-il le gouvernement à prendre une plus grande part des recettes qu'il n'est vraiment justifié. Si c'est le cas, il faut alors réduire la part du gouvernement. Il faut alors rétablir le partage des recettes entre les gouvernements fédéral et provinciaux, et avoir le type de régime de redevances et d'imposition qui est plus compatible, à notre avis, avec le caractère hétérogène de l'industrie et de sa situation, comme l'a signalé M. Eglington.

Nous avons suggéré une variété de solutions, comme une taxe visant à décourager l'emploi du pétrole, une redevance, deux types de modifications à la TRPG, de sorte qu'on ait tout de même une bonne idée de ce que chacune de ces choses pourrait entraîner. Il existe d'autres possibilités. Je crois qu'on vous a proposé d'autres modifications de structure. Il importe d'étudier à la fois les modifications de structure du régime de redevance et d'imposition et sa compatibilité avec les objectifs énergétiques, et la position fiscale globale des gouvernements et d'assurer que ces deux choses sont en place. Le type de propositions que nous vous présentons devait vous aider.

**Le sénateur Thériault:** J'aimerais ajouter un dernier commentaire. Nous savons que les provinces ont d'importants pouvoirs et, à mon avis, cette situation a ses avantages et ses inconvénients. S'il se produisait une déréglementation complète dans cette industrie et si, pour cette raison, le gouvernement national perdait des sources importantes de revenu alors que les provinces productrices accroissaient, de façon considérable, leurs capacités fiscales, je crains que ces provinces—bien naturellement—se servent de leur pouvoir législatif pour perturber complètement l'industrie.

**M. Slater:** C'est un commentaire logique, sénateur. Je ne crois pas qu'aucun d'entre nous soit expert dans le domaine des complexités d'une guerre économique. N'oublions pas que nous parlons de la déréglementation des prix. L'industrie, nécessairement, continuerait à devoir respecter bien des règlements au chapitre en matière de conservation, etc. De plus, nous sommes d'avis que le Canada pourrait fort bien connaître des périodes de grave instabilité en raison de ce qui se produit ailleurs dans le monde. Il existe des circonstances exceptionnelles; il existe et il continuera d'exister des politiques exceptionnelles formulées pour s'y attaquer. De plus, je ne crois pas qu'il soit nécessaire d'être ultra-centralisateur en matière de partage des pouvoirs pour être d'avis qu'il est inacceptable, dans toute fédération qui fonctionne normalement que l'un exploite l'autre abusivement. Cela va fondamentalement à l'encontre du principe d'une bonne fédération. Je crois que la façon dont les problèmes de péréquation ont été étudiés dans ce pays donne une idée de la position qu'adoptent en général les Canadiens à cet égard, c'est-à-dire qu'ils ne l'acceptent pas.

**Le sénateur Thériault:** Je suis prêt à admettre votre position. J'aimerais simplement signaler qu'il y a quatre ou cinq ans,

*[Text]*

position said, "Let the eastern bastards freeze in the dark." That is what worries me.

**Mr. Slater:** Well, people say funny things under different circumstances, Mr. Chairman.

**The Chairman:** The committee has had presented to it two or three estimates of the division of revenues as between industry and government. I believe one was presented from the Canadian Petroleum Association and another from the Department of Energy, Mines and Resources. Has the council had occasion to make a study as to the change in that division? If so, could you present your view, Mr. Slater?

**Mr. Slater:** I will defer to Mr. Robert, in this case, Mr. Chairman.

**Mr. Patrick Robert, Director, Economic Council of Canada:** Mr. Chairman, we are working on it, but the council has not yet taken any position in that regard. The major conclusion of our study is that the PGRT is not very well designed. We are looking at various options. Perhaps we will have to consider changing the PGRT—what we would call a fine tuning of it—which would include the capital cost in its calculation. At that time, the PGRT would be a better tax or a better way to collect the rent. That would be one possibility.

Another possibility could involve the levies that the CPA is talking about. A third could be to design a tax on excess profit that would be a sort of rent charged to the industry. Another possibility could be to ask the province to collect all of the rent and to have an agreement between the provincial and federal governments such that the provinces will give back to the federal government part of the rent that is collected. The province is the owner of the resources. If the province is the owner of the resources, it can be argued that it is also the manager of the resources and that rent collection is the responsibility of management.

We are, therefore, looking at various options but we have not come to a firm conclusion. Council members have not yet discussed these options.

**The Chairman:** Whether we accept the estimates of the CPA or the EMR, there was a substantial increase in revenue—8 or 10 per cent—to the industry, pre-NEP. What you are now suggesting, if we accept your simulations, is a further increase to industry, which means a decrease to government. All of the simulations are designed in that direction.

**Mr. Slater:** They are fundamentally based upon the proposition that, as one looks to the future and to increasing the supply in the future, one has to keep one's eye on the marginal supply. One has to consider the cost position for the marginal supply. That is the upshot of the presentation by Mr. Eglington, namely, that quite a lot of supplies are marginal to the system at this point in time but are still of the character that they can pay their costs and then some. They may not be able to pay as much in the way of royalties and taxes as other

*[Traduction]*

quelqu'un d'important a dit «Laissez ces salauds dans l'Est geler dans le noir». C'est ce qui m'inquiète.

**M. Slater:** Les gens disent parfois des choses bizarres, monsieur le président.

**Le président:** Le comité a reçu deux ou trois études sur le partage des recettes entre l'industrie et le gouvernement. Je crois que nous en avons reçu une de l'Association canadienne du pétrole et une autre du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Le Conseil a-t-il eu l'occasion de se livrer à une étude des modifications qu'on pourrait apporter à ce partage? Le cas échéant, pourriez-vous nous faire part de votre opinion, monsieur le Slater?

**M. Slater:** Je demanderai, à M. Robert de répondre.

**M. Patrick Robert, directeur, Conseil économique du Canada:** Monsieur le président, nous y travaillons, mais le Conseil n'a encore adopté aucune position à ce sujet. La principale conclusion qui se dégage de notre étude, c'est que la TRPGN n'est pas très bien conçue. Nous envisageons diverses solutions. Nous devons peut-être songer à modifier la TRPGN—et lui faire subir ce que nous appellerions une bonne mise au point—afin d'incorporer dans son calcul les frais d'immobilisation. A ce moment-là, la TRPGN constituerait un meilleur impôt au moyen de percevoir le loyer. Ce serait une possibilité à envisager.

Une deuxième possibilité consisterait à imposer des redevances dont parle l'ACP. Troisièmement, on pourrait fixer un impôt sur les bénéfices excédentaires, qui représenterait une sorte de loyer imposé à l'industrie. Quatrièmement, on pourrait demander aux provinces de percevoir la totalité du loyer et de conclure une entente avec le gouvernement fédéral afin qu'elles puissent rendre à ce dernier une partie du loyer perçu. Les provinces sont propriétaires des ressources. On peut soutenir qu'à ce titre, elles sont également les gestionnaires des ressources et que la perception du loyer leur incombe.

Nous envisageons donc diverses solutions, mais ne sommes pas arrivés à une conclusion ferme. Les membres du Conseil n'en ont pas encore discuté.

**Le président:** Que nous acceptons les estimations de l'ACP ou du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, les recettes de l'industrie, avant la création du PEN, avaient augmenté considérablement—de 8 à 10 p. 100. Ce que vous proposez maintenant, si nous acceptons vos simulations, c'est une autre augmentation pour l'industrie, et partant, une diminution pour le gouvernement. Toutes les simulations sont conçues en ce sens.

**M. Slater:** Elles sont fondamentalement basées sur le principe qu'il faut tenir compte de l'offre marginale lorsqu'on envisage de l'augmenter un jour ou l'autre. Il faut tenir compte du coût que représente l'offre marginale. C'est là la conclusion de l'exposé de M. Eglington, c'est-à-dire que bon nombre d'approvisionnements sont actuellement marginaux, mais sont encore de nature à permettre de faire ses frais et plus. Il est possible qu'ils ne puissent permettre de rapporter autant de redevances et d'impôts que d'autres ressources qui ont été



[Text]

things that have been discovered and exploited in the past, but they will pay.

For the future, however, it does appear as though, at the markup, at least, the division between the government take and the industry take may have to shift a bit towards the industry. That is the critical point.

**The Chairman:** Even further?

**Mr. Slater:** If one takes the history of the thing from the seventies to the present, as oil prices went up, in the first instance it is true that the producers took quite a lot more and that their share went up. It is also true, however, that, through the succession of changes in royalty arrangements and federal government policies, as a second phase the government take started going up. As we look to the future and to future supply, at least at the margin, might not the thing have to tip back a bit the other way? That is how we see things. Perhaps Mr. Eglington has something to add in that respect.

**Mr. Eglington:** I would agree with all you have said, but I would like to add that the way in which we did especially the micro-economic studies was to examine the flexibility of the revenue takes of the government under different conditions. It is our view, as a starting point, that there should not be a fixed share of revenues going between industry and government, but, rather, that those shares should be flexible depending on the outcome in world oil prices or, indeed, real costs that have to be put in place to bring about supply. Therefore, a lot of the work that we have done on the micro-economic side commences from that point of view. I suppose one has to assume, then, that that approach would flow through to the aggregate division of revenues between industry and governments. It may not be the right way to go about looking at revenue shares by assuming that there should be a different share. The share should indeed be flexible to circumstances.

**The Chairman:** My next question moves right into that area. In your various scenarios with the PGRT, in terms of flexibility, do you foresee or do you advocate a régime for regions of Canada such as the Beaufort or the Arctic?

**Mr. Slater:** I think the crucial thing is not regionality, but that flexibility should be related to profitability. That which is a cheap source of supply and very profitable, in general, ought to pay more to the government than that which is more expensive but is still capable of paying its way in terms of meeting its costs.

**Mr. Eglington:** I would agree with that. The key word we have used in our work is "balanced"—that the régime should indeed be balanced between regions. We would not be advocating discrimination between regions. The key is to attempt to address taxes and royalties to the true profitability of the full cycle development and production of oil and gas. It is not easy; there are extreme complexities.

[Traduction]

découvertes et exploitées dans le passé, mais ils seront rentables.

Si on envisage l'avenir, toutefois, il semble bien que, pour ce qui est de la marge du profit, du moins, le partage entre la part du gouvernement et celle de l'industrie devra peut-être s'orienter légèrement en faveur de l'industrie. C'est le point critique.

**Le président:** Encore davantage?

**M. Slater:** Si l'on fait le bilan des années 70 jusqu'à notre époque, à mesure que les prix du pétrole ont augmenté, dans un premier temps, il est vrai que les producteurs ont touché beaucoup plus de recettes et que leur part a augmenté. Il est toutefois également vrai qu'à la suite des divers changements apportés aux ententes sur les redevances et aux politiques du gouvernement fédéral, dans un deuxième temps, la part du gouvernement a commencé à augmenter. Si nous regardons l'offre à venir, du moins la marge de projet, la situation ne devrait-elle pas être renversée légèrement en faveur de l'industrie? C'est ainsi que je perçois les choses. M. Eglington a peut-être quelque chose à ajouter à ce sujet.

**M. Eglington:** Je suis d'accord avec tous ce que vous avez dit, mais j'aimerais ajouter que nous avons effectué les études micro-économiques surtout de façon à examiner la souplesse de la part des recettes du gouvernement dans différentes circonstances. Nous sommes d'avis au départ que le partage des recettes entre l'industrie et le gouvernement ne devrait pas être fixe, mais souple, selon la situation des prix mondiaux du pétrole ou, en fait, les coûts réels qui doivent être fixés pour favoriser l'offre. Ainsi, une grande partie de nos études micro-économiques sont basées sur ce point de vue. Il faut donc présumer que cette approche vaudrait pour le partage global des recettes entre l'industrie et les gouvernements. Il n'est peut-être pas à propos de présumer que les recettes devraient être partagées différemment. En fait, le partage devrait être adapté aux circonstances.

**Le président:** Ma question suivante se rapporte directement à ce point. Dans vos divers scénarios au sujet de la TRPGN, par souci de souplesse, prévoyez-vous ou préconisez-vous un régime pour des régions du Canada telles que la mer de Beaufort ou l'Arctique?

**M. Slater:** A mon avis, l'important, ce n'est pas l'aspect régional, mais que la souplesse doit être liée à la rentabilité. Une source d'approvisionnement bon marché et très rentable en général devrait rapporter davantage au gouvernement qu'une source plus coûteuse, mais permettant tout de même de faire ses frais.

**M. Eglington:** Je suis d'accord. Nous avons utilisé dans nos travaux l'important terme «équilibré»—le régime devrait effectivement être équilibré entre les régions. Nous ne préconisons pas une discrimination entre régions. Le point essentiel, c'est de tenter de fixer des impôts et des redevances en fonction de la rentabilité réelle du cycle complet de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz. C'est une tâche difficile et extrêmement complexe.

[Text]

**The Chairman:** Is that not exactly where Mr. Chrétien has moved with respect to his most recent agreements in respect of the three projects in the province of Alberta?

**Mr. Eglinton:** The recent agreements are examples of moving towards having taxes better aligned to the actual project and expected profitability. We see that as a step in the right direction.

**Mr. Slater:** There is also another feature of the changes that have been made, and it relates to Mr. Eglinton's point about full cycle. The more recent agreements have had the characteristic that they have permitted the industry to recover more of their costs in the early stage, and the government takes a smaller revenue in the early stage, with the anticipation that later, when the thing clearly is profitable, it will take a larger share. That is another feature of the change. Our understanding is that that has been a thoroughly sensible and healthy development, and Alberta, Saskatchewan and the federal government have all moved in those directions.

**The Chairman:** You may be interested to know that this committee recommended that particular movement three of four years ago.

**Mr. Slater:** I did not know that.

**The Chairman:** You said that if we had adequate or acceptable taxation and incentive pricing policies, it would result in additional reserves in western Canada's sedimentary basin. I think you used the word "adequate" reserves. The fact is that reserves have been going down in the western sedimentary basin for the last 14 years. Am I to accept that we have not had acceptable policies for the last 14 years?

**Mr. Eglinton:** It seems to me that it has been perhaps assumed that there would be additional discoveries in the western sedimentary basin if policy were changed. My own personal view is that that is a misconception and that it is perhaps misguided policy in directing exploration and development elsewhere.

One of the problems that inadvertently happened through the 1970s was that a lot of activity was directed towards natural gas, beginning in 1974, as a result of the scare on natural gas deliverability. That was some 10 years ago. Activity to the tune of some 80 per cent of drilling was directed towards gas, which at that time looked like a much more profitable endeavour than oil, because oil prices were way below the world level and there was not the export market for oil which there was for gas providing that revenue incentive.

I do believe we have provided insufficient incentives, generally, on the oil side of the industry in the sedimentary basin for some 10 years, and our cost estimates that we tabled in that first study show the costs of putting oil reserves in place have, for about a decade, been about equal to or a little more than the value of the reserves. For a company strictly looking for and putting oil reserves in place, if they were only doing that,

[Traduction]

**Le président:** N'est-ce pas exactement la position que M. Chrétien a adoptée dans ses toutes dernières ententes au sujet des trois projets en Alberta?

**M. Eglinton:** Les dernières ententes constituent des exemples de la tendance voulant que les impôts soient plus conformes au projet réel et à sa rentabilité escomptée. Nous estimons qu'il s'agit d'un pas dans la bonne direction.

**M. Slater:** Les changements qui ont été apportés présentent également une autre caractéristique qui a trait au point soulevé par M. Eglinton à l'égard du cycle complet. Les dernières ententes ont ceci de particulier qu'elles ont permis à l'industrie de recouvrer une plus grande partie de ses frais au début, et le gouvernement touche à ce moment-là des recettes plus faibles, en prévoyant que plus tard, lorsque l'exploitation sera manifestement rentable, il en touchera une plus grande part. C'est une autre caractéristique des modifications apportées. Nous pensons qu'il s'agit là d'un progrès tout à fait raisonnable et sain; l'Alberta, la Saskatchewan et le gouvernement fédéral se sont tous dirigés dans cette voie.

**Le président:** Vous serez peut-être heureux de savoir que le Comité a recommandé cette orientation précise il y a trois ou quatre ans.

**M. Slater:** Je l'ignorais.

**Le président:** Vous avez dit que si nous disposions de politiques appropriées ou acceptables en matière d'imposition et de stimulants à la tarification, il en découlerait des réserves supplémentaires dans le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Je pense que vous avez parlé de réserves «appropriées». Le fait est que, pendant les 14 dernières années, les réserves ont diminué dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. Dois-je comprendre que nos politiques furent discutables pendant ces 14 dernières années?

**M. Eglinton:** Il semble qu'on a peut-être présumé que des découvertes supplémentaires auraient lieu dans le bassin sédimentaire de l'Ouest si la politique était modifiée. Selon moi, cette conception est fautive et l'on est peut-être malavisé d'orienter la prospection et la mise en valeur ailleurs.

Un des problèmes qui a surgi sans qu'on s'y attende au cours des années 70, c'est qu'à partir de 1974, on orientait une foule d'activités vers le gaz naturel, parce qu'on craignait une pénurie. Cette situation remonte à dix ans. Quelque 80 p. 100 des travaux de forage étaient orientés vers le gaz qui, à cette époque, semblait représenter une entreprise beaucoup plus rentable que le pétrole, parce que le prix du pétrole était de loin inférieur au prix mondial et que le marché d'exportation du pétrole ne fournissait pas autant de stimulants que celui du gaz en matière de recettes.

Je suis convaincu que, pendant environ dix ans, nous n'avons pas en général offert suffisamment de stimulants à l'industrie pour qu'elle exploite le pétrole du bassin sédimentaire; les estimations des coûts que nous avons déposées dans cette première étude indiquent que les frais d'aménagement de réserves de pétrole ont, pendant environ une décennie, été à peu près équivalents ou légèrement supérieurs à la valeur de ces réserves. Une société qui ne ferait que prospecter et aménager des réserves



[Text]

they would not earn an adequate return on their capital employed.

We are advocating that there be more of a recognition of the possibility, through better seismic work and increased exploration under new oil,—and it has, indeed, come about since the introduction of new oil in 1981—of looking, in the intermediate term, more to the western sedimentary basin for oil supplies. Our studies convince us that there will be additional new discoveries not unlike those made in the past year.

**Mr. Slater:** We have been conducting this study now for more than a couple of years, so we have visited and talked with people a good deal. I have a very strong impression that there has been a considerable moving along the learning curve in enhanced oil recovery, various kinds of heavy oil projects, and things of that sort. The view we are finding now, as compared with two or three years ago, is that the prospect of those activities making a significant contribution in reserves is better and that they can make a go of it in terms of meeting their costs. Therefore, even if the reserves of oil are declining at the rate of decline one would now project, given the learning that has been done, it would be slower than was the view of five years ago.

**The Chairman:** The various scenarios which you put before us generally fall within the realm of that given to us by the Canadian Petroleum Association. When we heard from them, I said that I was skeptical. The reason I am skeptical is that, in looking at the deficits of governments today, I rather suspect that they are going to be very reluctant to give up revenues that they need so much. On the plus side, of course, there is job creation and the increase in gross national product. Can you help us by giving us a net loss or a net cost?

**Mr. Eglington:** One central distinction between our simulations and those of the CPA is that we believe the opportunity is here where you can tilt the industry back towards oil through the deregulation of both the oil price and the gas price. In the CPA simulations, they had natural gas prices rising. We believe that, under phased deregulation of gas prices, that is inappropriate to the market, it balances the excess supply of gas on the continent and is inappropriate to policy. The trade-off there is between gas and oil, it is a trade-off that is not usually available, but in the particular circumstance it is available to us.

That, gives you the lower inflation in the economy, but at the same time, the capability to stimulate the oil side of the industry. The general idea of providing additional cash flow to the industry is indeed essentially the same as what CPA had in its brief. CPA had additional revenues going to both oil and gas. In our simulation, the net revenues on the gas side declined. We are estimating, under phased deregulation of natural gas prices, that exploration and development investment for gas would decline somewhat, but it would increase on the oil side. So this would be a further tilting of what has already happened since the introduction of the new oil prices

[Traduction]

des de pétrole n'obtiendrait pas un rendement financier suffisant.

Nous sommes d'avis qu'on devrait davantage étudier la possibilité, grâce à de meilleurs travaux sismiques et à une prospection accrue du pétrole nouveau—et cette question est soulevée en fait depuis l'apparition du pétrole nouveau en 1981—de se tourner davantage, à titre d'intervention intermédiaire vers le bassin sédimentaire de l'Ouest pour s'approvisionner en pétrole. Nos études nous convainquent qu'il y aura d'autres nouvelles découvertes analogues à celles qui ont été faites au cours de la dernière année.

**M. Slater:** Nous effectuons cette étude depuis maintenant plus de deux ans; nous nous sommes ainsi beaucoup entretenus avec les gens. J'ai fortement l'impression qu'ils ont tendance à vouloir en apprendre davantage sur la récupération de pétrole assistée, diverses sortes de projets d'exploitation de pétrole lourd, etc. Comparativement au deux ou trois dernières années, nous constatons actuellement qu'il y a de meilleures chances pour que ces activités apportent une contribution importante aux réserves et que l'industrie puisse faire ses frais. Par conséquent, même si les réserves de pétrole diminuent au taux actuellement prévu, si l'on tient compte de l'apprentissage qui a eu lieu, ce déclin serait plus lent qu'on le pensait il y a cinq ans.

**Le président:** Les divers scénarios que vous nous présentez ressemblent généralement à ceux de l'Association canadienne du pétrole. Lorsque nous avons entendu son témoignage, j'ai fait remarquer que j'étais sceptique. C'est que, si l'on jette un coup d'œil aux déficits actuels des gouvernements, j'ai plutôt l'impression qu'ils hésiteront beaucoup à se passer des recettes dont ils ont tant besoin. Ce qui constitue évidemment un élément positif, c'est la création d'emplois et l'augmentation du produit national brut. Pouvez-vous nous donner une idée de la perte nette ou du coût net?

**M. Eglington:** Il y a une importante distinction à faire entre nos simulations et celles de l'ACP; nous croyons qu'il est possible de ramener l'industrie à l'exploitation du pétrole, grâce à la déréglementation des prix du pétrole et du gaz. Dans les simulations de l'ACP, les prix du gaz naturel augmentaient. À notre avis, à la suite d'une déréglementation graduelle des prix du gaz, ces simulations sont incompatibles avec le marché, elles équilibrent l'offre excédentaire de gaz sur le continent, et sont incompatibles avec la politique. Nous avons le choix entre le gaz et le pétrole; c'est un choix qui n'est pas habituellement accessible, mais dans ce cas particulier, il nous est accessible.

Cela nous donne le taux d'inflation plus bas de l'économie mais, en même temps, la capacité de stimuler le secteur pétrolier de l'industrie. L'idée générale d'offrir des liquidités supplémentaires à l'industrie est effectivement la même que celle exposée dans le mémoire de l'ACP. L'Association disposait de recettes supplémentaires qui étaient partagées entre le pétrole et le gaz. Dans notre simulation, les recettes nettes provenant du gaz diminuaient. Nous prévoyons qu'avec une déréglementation graduelle des prix du gaz naturel, les investissements dans la prospection et la mise en valeur du gaz diminueraient quelque peu, mais augmenteraient du côté du pétrole. La ten-

[Text]

after the Alberta-federal agreement. There is a clear kind of nuance there that is important.

**Mr. Slater:** On the central part of your question as to whether we have an overall view, in our annual review work of the council, we are indeed doing a medium-term general economic piece, that we are required to do under our act. We are tackling the question of the longer term aspects of government fiscal stances; and the council has taken the view that on balance some phased reduction of the structural deficit is desirable, sensible, and so on.

We recognize the problem that a certain amount of selectivity in these things may well be required. I will give you my most serious example. One of the things that I am deeply concerned about is the underinvestment in forestry in this country. We are in a situation where the governments are getting some revenue out of the forests and they are not putting all that much back in. It seems to me pretty clear that what we should be doing is increasing the investment in the forestry, and that would have the effect of making government deficits worse. The same problem may arise here. It may well be that for the interest of energy supply, some net stimulus to the industry will be required, and the choice will be how to get that for the least cost of government revenue. I do not know the answer. We may face the situation, as in forestry, where we have to provide some relief to some sector, at the same time as the community as a whole is having to tighten its belt. That is very difficult. You need an overwhelmingly good case to defend that.

I do not know whether the case is overwhelmingly good in the oil and gas industry. Our judgment at the moment is that it looks as though, given the prospective price regimes, some fiscal relief and some redesign of the structure of taxation would be appropriate.

**The Chairman:** You speak about an overwhelmingly good case. I am not an economist, and I would like you to help me. All I know about economy is what I was taught about the old free enterprise system, of supply and demand. When supply was up, the price was down. About three or four years ago, when there was a shortage and an increased demand, we could justify higher prices. But today, throughout the industrialized world, we have a surplus of energy—hydro, nuclear, oil and gas. But it is not reflected in the price. When the Government of Quebec takes off four cents per litre sales tax, it is put on three days later, and they say it is the market price. Can you explain why this supply and demand system of free enterprise has not worked with respect to oil? Why has the price not come down, now that we have a surplus supply? I am talking about this good case that I have to make.

**Mr. Slater:** As many of us recognize, in the refining and distribution end of the business there are other forces in play. We are all aware of the way in which, in the United States, the excess of refining capability and distribution capability has led

[Traduction]

dance serait ainsi plus forte qu'elle ne l'a été depuis l'introduction des prix du pétrole nouveau à la suite de l'entente conclue entre l'Alberta et le gouvernement fédéral. Il y a là une nuance très claire et importante à faire.

**M. Slater:** Pour répondre à la partie centrale de votre question sur une vue d'ensemble, dans ses travaux de révision annuelle, le Conseil procède effectivement à des études économiques générales à moyen terme, que nous impose notre loi. Nous étudions les aspects à plus long terme des régimes fiscaux du gouvernement; le Conseil est d'avis qu'à tout prendre une réduction graduelle du déficit structurel est souhaitable, raisonnable, etc.

Nous reconnaissons qu'il faudra peut-être bien procéder à une certaine sélection à cet égard. Je vais vous donner mon exemple le plus sérieux. Un des problèmes qui m'inquiètent vivement, c'est le sous-investissement dans nos forêts. À l'heure actuelle, les gouvernements touchent des recettes de l'exploitation forestière, mais ne réinvestissent que peu dans cette ressource. Il me semble assez évident que nous devrions augmenter les investissements dans les forêts, mais cela aurait pour effet d'augmenter les déficits des gouvernements. Le même problème peut surgir dans ce cas-ci. Il est fort possible que, par souci de favoriser l'offre énergétique, il faudra offrir des stimulants nets à l'industrie, et il faudra se demander comment y parvenir en puisant le moins possible dans les recettes gouvernementales. J'ignore la réponse. Il nous faudra peut-être, comme dans l'industrie forestière, offrir certains allègements fiscaux à un quelconque secteur, alors qu'en même temps la collectivité en général devra se serrer la ceinture. C'est une décision très difficile à prendre. Il faut présenter un argument extrêmement bon pour la justifier.

J'ignore si l'argument est extrêmement bon dans l'industrie du pétrole et du gaz. À l'heure actuelle, il nous semble que, compte tenu des régimes éventuels de tarifications, certains allègements fiscaux et une nouvelle conception de la structure de l'impôt seraient indiqués.

**Le président:** Vous parlez d'un argument extrêmement bon. Comme je ne suis pas économiste, je voudrais que vous m'aidiez. Tout ce que je sais de l'économie, c'est ce que j'ai appris du bon vieux système de la libre entreprise, de l'offre et de la demande. Lorsque l'offre était élevée, les prix étaient bas. Il y a environ trois ou quatre ans, lorsqu'il y avait une pénurie et une demande accrue, nous pouvions justifier des prix plus élevés. Mais aujourd'hui, dans tout le monde industrialisé, nous avons un excédent d'énergie—hydro-électrique, nucléaire, de pétrole et de gaz. Mais cet excédent ne se reflète pas dans les prix. Lorsque le gouvernement du Québec supprime la taxe de vente de quatre cents le litre, il la rétablit trois jours plus tard et déclare que c'est le prix du marché. Pouvez-vous m'expliquer pourquoi ce système de libre entreprise, d'offre et de demande, n'a pas fonctionné dans le cas du pétrole? Pourquoi le prix n'a-t-il pas baissé, maintenant que l'offre est excédentaire? Je parle de ce bon argument que je dois présenter.

**M. Slater:** Comme bon nombre d'entre nous le reconnaissent, d'autres forces sont en jeu dans le raffinage et la distribution. Nous savons tous comment, aux États-Unis, la capacité excédentaire de raffinage et de distribution a entraîné des



*[Text]*

to significant reductions in the prices of final products compared with the prices of crude, and so on. Refining margins clearly have been narrowed. We get periodic gas wars. One of the surprises is how inflexible seems to be the Canadian economy in response to surpluses, compared with the more flexible American economy.

This particular brief was addressed to the question of oil and gas at the producer level. I guess we are convinced that the Canadian evidence does clearly demonstrate a responsiveness of supply to revenue. When we were getting those very rich incentives to gas exploration and development, and it was very profitable, we certainly had a lot of gas supply developed. As Peter has indicated, when it has been relatively unprofitable to do a lot of new oil work, the oil exploration and development has certainly fallen off and the supply has responded. It is a slow business. It takes time. I do not believe that the price system works as well as, say, the Chicago Commodities Exchange, but it does have a kind of long-run, inevitable impact on what you produce.

**The Chairman:** I was referring to this "overwhelmingly good case" that we must have to convince Canadians that they have to pay more and that oil companies need more money. It is rather difficult, to say the least.

**Mr. Slater:** It is very critical to recognize that a dollar per barrel more, as a cost to the refiner, if that is passed through to the wellhead, is proportionately quite a lot to that fellow. Comparatively small increases in the cost to a refiner can have a significant effect at the point of production, which is the point at which we have been looking.

**Senator Stewart:** I wish to refer to one paragraph in your brief. It appears on page 18, where you are discussing the frontier situation and you refer to natural gas in the Venture field. As I understand the thrust of the recommendation, it would produce somewhat of an increase in the price of oil but a decline in the price of gas, given the North American surplus. You say here that the economics of the Venture field are marginal at best, and you then go on and make what, to a Nova Scotian, might be regarded as being an encouraging comment. You say: "... they could improve if export prices were to rise ... ." Of course, your recommendation would have the effect of bringing down prices presumably in the North American market generally.

**Mr. Slater:** Let me take a quick stab at a couple of points and then turn you over to Mr. Eglington. As I understand it, Senator Stewart, it is expected that the surplus gas position in the United States will disappear much faster than it will in Canada. In particular, there are regions of the United States—most notably the northeast—which are in a worse position from an energy viewpoint than are other parts of the United States, not only because they must import gas but because they have expensive electricity, and so forth. So, for the Venture field, it is possible that the particular regional aspect of northeastern energy situations in the United States will give a

*[Traduction]*

réductions importantes dans le prix des produits finis, comparativement aux prix du pétrole brut, etc. De toute évidence, les marges des raffineries ont été réduites. Nous assistons périodiquement à des guerres de l'essence. Il est surprenant de voir à quel point l'économie canadienne semble insensible aux excédents, contrairement aux États-Unis, qui semblent plus souples.

Ce mémoire portait sur la question du pétrole et du gaz au niveau du producteur. Je présume que nous sommes convaincus que le Canada a manifestement démontré une capacité de réaction de l'offre aux recettes. Lorsque nous obtenions ces stimulants très élevés pour prospecter et mettre du gaz en valeur, et c'était très rentable, l'offre de gaz a certes beaucoup augmenté. Comme Peter l'a dit, lorsqu'il a été relativement peu rentable d'effectuer des travaux de prospection de pétrole nouveau, la prospection et la mise en valeur de cette ressource ont certes diminué et l'offre a suivi en conséquence. C'est un processus lent. Je ne crois pas que le système de tarification fonctionne aussi bien que, par exemple, le Chicago Commodities Exchange, mais il a une incidence inévitable, à long terme, sur ce que nous produisons.

**Le président:** Je faisais allusion à cet « argument extrêmement bon » que nous devons présenter pour convaincre les Canadiens qu'ils doivent payer davantage et que les sociétés pétrolières ont besoin de plus d'argent. Le moins qu'on puisse dire, c'est que c'est une tâche plutôt difficile.

**M. Slater:** Il est très important de reconnaître qu'un dollar de plus le baril pour le raffineur, si ce dollar remonte jusqu'à la tête de puits, représente proportionnellement beaucoup d'argent pour lui. Des augmentations relativement faibles des coûts d'une société de raffinage peuvent avoir une grande incidence au point de production, qui est celui que nous avons étudié.

**Le sénateur Stewart:** Je me reporte à un paragraphe de votre mémoire. À la page 25, vous parlez de la situation dans les régions pionnières et du gaz naturel dans le champ de Venture. D'après le sens de votre recommandation, son exploitation entraînerait une augmentation du prix du pétrole, mais une diminution du prix du gaz, étant donné l'excédent en Amérique du Nord. Vous dites ici que la rentabilité du champ de Venture est marginale tout au plus, puis vous faites une observation qu'un Néo-Écossais pourrait juger encourageante. Vous dites: «...» elle pourrait s'améliorer advenant une augmentation des prix à l'exportation... » Bien entendu, votre recommandation aurait pour effet de diminuer probablement les prix sur le marché de l'Amérique du Nord en général.

**M. Slater:** Permettez-moi de souligner rapidement quelques points, puis je céderai la parole à M. Eglington. Sénateur Stewart, je crois savoir qu'on prévoit que l'excédent de gaz aux États-Unis disparaîtra beaucoup plus rapidement qu'au Canada. Plus particulièrement, il existe aux États-Unis des régions—de façon plus notable dans le nord-est—qui sont dans une position plus défavorable sur le plan énergétique que d'autres parties des États-Unis, non seulement parce qu'elles doivent importer du gaz, mais parce que l'électricité, etc., y est coûteuse. Ainsi, pour ce qui est du champ de Venture, il est possible que la situation énergétique de régions particulières du

[Text]

better outlook than, let us say, the average of the whole North American gas industry.

**Mr. Eglington:** I would agree with that, but, Senator Stewart, the point I find significant here is that as we understand the reserve situation there is a need for additional productive reserves, which would lower the cost of producing gas in the Venture field, making it a viable proposition.

**Senator Stewart:** Did I understand correctly that you said the social cost, to use your expression, of carrying western gas to the Nova Scotia market actually be lower than natural gas from the Venture field?

**Mr. Eglington:** That is correct. Our estimate is that the cost will be \$3.86 per mcf at the plant gate. On a social cost basis, it would, indeed, be cheaper to deliver Alberta gas to that plant.

**Senator Stewart:** That is the Alberta gas?

**Mr. Eglington:** No, that is the Venture gas price at the plant gate in Nova Scotia.

**Senator Stewart:** If it would be better from a social cost viewpoint to use western gas in Nova Scotia, why would it not be better to use the same gas in the industrial northeast of the United States?

**Mr. Eglington:** Because of the question that follows from that statement. That is one of the reasons we are discussing natural gas price deregulation in the domestic market. We believe that with more freedom in pricing in the domestic market—and perhaps as well in the export market when governments get around to considering that—there would be more scope for natural gas penetrating eastern markets without subsidies, and so forth. The possibility of western gas moving further east in my view is not a dead issue. We do not see at the moment east coast offshore gas as very much less costly than western gas delivered to the east.

**The Chairman:** I now call on Mr. Clay.

**Mr. Dean Clay, Chief, Science and Technology, Research Branch, Library of Parliament:** Thank you, Mr. Chairman. Dr. Slater, if I can first of all refer to a point Senator Stewart just raised regarding prices. Your assumption is that with phased-in deregulation of gas prices by 1987 the price would fall to 50 per cent parity with oil. There are some commentators in the United States who suggest that the condition of oversupply in that country could end by 1987, or perhaps even earlier. If that were the case, what would that do to your assumptions regarding 50 per cent parity with oil in Canada?

**Mr. Slater:** I will turn you over to somebody who has that information at his fingertips.

**Mr. Eglington:** I will accept your proposition that the United States market tightens by 1987 and as a result of that

[Traduction]

nord-est des États-Unis donnera une meilleure perspective que, par exemple, la moyenne de toute l'industrie du gaz en Amérique du Nord.

**M. Eglington:** Je suis d'accord, mais, sénateur Stewart, le point que j'estime important ici, c'est que, si nous comprenons bien la situation, il faut des réserves supplémentaires de production, qui diminueraient le coût de production de gaz dans le champ de Venture, rendant cette entreprise viable.

**Le sénateur Stewart:** Avez-vous bien dit que le coût social, pour employer votre expression, du transport du gaz de l'Ouest jusqu'au marché de la Nouvelle-Écosse serait en réalité inférieur à celui du transport du gaz naturel depuis le champ de Venture?

**M. Eglington:** C'est exact. Nous estimons qu'il en coûtera 3,86 \$ le millier de pieds cubes à la porte de l'usine. Compte tenu du coût social, il serait effectivement moins coûteux de livrer du gaz de l'Alberta à cette usine.

**Le sénateur Stewart:** Il s'agit de gaz de l'Alberta?

**M. Eglington:** Non, il s'agit du prix du gaz de Venture à la porte de l'usine en Nouvelle-Écosse.

**Le sénateur Stewart:** S'il était préférable, sur le plan du coût social, d'utiliser du gaz de l'Ouest en Nouvelle-Écosse, pourquoi ne serait-il pas préférable d'utiliser ce même gaz dans le secteur industriel du nord-est des États-Unis?

**M. Eglington:** En raison de la question qui découle de cette affirmation. C'est une des raisons pour lesquelles nous discutons de la déréglementation du prix du gaz naturel sur le marché intérieur. Nous croyons qu'avec plus de liberté dans la tarification sur le marché intérieur—et peut-être aussi à l'exportation lorsque les gouvernements commenceront à envisager cette possibilité—il y aura plus de chances pour que le gaz naturel pénètre les marchés de l'Est sans subventions, etc. A mon avis, il existe toujours une possibilité que le gaz de l'Ouest soit transporté encore plus à l'Est. A l'heure actuelle, nous ne croyons pas que le gaz se trouvant au large de la côte est beaucoup moins coûteux que le gaz de l'Ouest livré dans l'Est.

**Le président:** Je demanderais maintenant à M. Clay de prendre la parole.

**M. Dean Clay, chef, Sciences et Technologie, Service de recherches, Bibliothèque du Parlement:** Je vous remercie, monsieur le président. Monsieur Slater, permettez-moi tout d'abord de me reporter à un point que vient de soulever le sénateur Stewart à l'égard des prix. Vous estimez qu'avec une déréglementation graduelle des prix du gaz, d'ici 1987, ils tomberaient à un niveau se situant à 50 p. 100 de la parité avec le pétrole. Certains commentateurs des États-Unis laissent entendre que dans ce pays, l'offre excédentaire pourrait disparaître d'ici 1987, voire plus tôt. Si tel était le cas, qu'advierait-il de vos hypothèses concernant 50 p. 100 de la parité avec le pétrole au Canada?

**M. Slater:** Je laisserai répondre quelqu'un qui connaît ces renseignements sur le bout des doigts.

**M. Eglington:** Je suis d'accord avec votre hypothèse selon laquelle le marché des États-Unis se resserrera d'ici 1987 et,



## [Text]

they take gas exports up to the limit of issued licences at the present time which, as you know, are running around 50 per cent or so. If that were the case that would, indeed, put upward pressure on the domestic price, given that domestic prices were deregulated and, indeed, one might not see 50 per cent parity between the domestic gas price and the domestic oil price. On balance, though, my belief is that the market price for gas would be in the 50 per cent range rather than the 65 per cent parity range that it is in at the present time.

But the key and the thrust of the recommendation is that we should be allowing these prices to be more flexible than they are at the present time. They are set by agreement at the present time both in Toronto and at the Alberta border. Our proposition is to free them up. We do believe the price of gas would fall relative to oil. We estimate it might be some 50 per cent. If for some reason the market tightened up, that would reverse.

**Mr. Clay:** I was not disputing the rationale, just your statement that the consumer would not really be that badly off because what he would lose on the price of oil he would gain on the price of gas. I suggest that that may not follow.

**Mr. Eglington:** These are estimates of where we believe the market balances would be if one had appropriate pricing.

**Mr. Slater:** It is worth adding that if we were lucky enough to sell a great deal more gas at higher prices that is something we as Canadians collectively should not be weeping over. That is an improvement in our terms of trade and real income. It is true that we would then have the problem that some people would be gaining quite a lot and, as Mr. Clay indicated, the domestic consumer of gas might be paying more than he would otherwise be paying. You would then have the question of sorting out the distribution of income. To have a better price and a better volume of natural gas exports would generally be regarded as a favourable outcome over the next five or ten years.

**Mr. Clay:** I believe there was a suggestion in your simulation that this lower price of gas was 50 per cent parity to oil and that that might persist into the early 1990s which, in view of the United States situation, seems somewhat dubious and seems to contradict your suggestion that the Venture development would benefit by an improved gas export market.

**Mr. Slater:** I take your point and I think that if one judgment is that the lower price might persist for less time, and so forth, one would want to work that into the simulation, and it would be fairly straightforward to do so. What we have is illustrative of the timing, and is subject to the best judgment of people who have better knowledge of the markets.

**Mr. Clay:** I would like to turn to the question of the desirability of Canada being independent of the world oil market. In some exchanges we have had with others over the past couple of weeks, and in your report, *Room for Manoeuvre*, that has been highlighted as being part of the National Energy Pro-

## [Traduction]

partant, que ce pays importera du gaz jusqu'à la limite des permis délivrés à l'heure actuelle; comme vous le savez, ces exportations se situent à environ à 50 p. 100 de la parité. Si tel était le cas, une pression à la hausse serait évidemment exercée sur le prix intérieur, en admettant que les prix intérieurs soient déréglementés et, en fait, il n'y aurait peut-être pas parité de 50 p. 100 entre le prix du gaz intérieur et le prix du pétrole intérieur. A tout prendre, je crois toutefois que le prix du marché pour le gaz se situerait à 50 p. 100 de la parité, au lieu des 65 p. 100 actuels.

Mais l'élément clé de la recommandation est que nous rendions ces prix plus souples qu'à l'heure actuelle. Ils sont actuellement fixés aux termes d'un accord, tant à Toronto qu'à la frontière albertaine. Nous proposons de les libérer et croyons fermement que le prix du gaz diminuerait par rapport à celui du pétrole. Nous estimons qu'il pourrait tomber à quelque 50 p. 100. Si, pour quelque raison que ce soit, le marché se resserrait, la tendance se renverserait.

**M. Clay:** Je ne contestais pas le bien-fondé de cette affirmation, mais simplement le fait que vous dites que le consommateur ne serait vraiment pas trop à plaindre, parce que ce qu'il perdrait sur le pétrole, il le gagnerait sur le gaz. Ce n'est peut-être pas ce qui se produirait.

**M. Eglington:** Ce sont là nos estimations de la situation du marché, en admettant qu'on ait une tarification appropriée.

**M. Slater:** Il convient d'ajouter que si nous avions assez de chance pour vendre une quantité beaucoup plus grande de gaz à des prix plus élevés, la collectivité canadienne n'aurait pas à se plaindre. Il s'agirait d'une amélioration de notre commerce et de notre revenu réel. Il est vrai que nous ferions alors face à un problème; certains y gagneraient beaucoup et, comme M. Clay l'a dit, le consommateur canadien de gaz paierait peut-être plus qu'auparavant. Ce poserait alors la question de la redistribution des revenus. Un meilleur prix et un plus fort volume d'exportations de gaz naturel seraient généralement considérés comme un résultat favorable au cours des cinq ou dix prochaines années.

**M. Clay:** Je crois que vous avez laissé entendre dans votre simulation que ce prix moins élevé du gaz se situait à 50 p. 100 de la parité avec le pétrole et que cette tendance pourrait se poursuivre jusqu'au début des années 90, ce qui, étant donné la situation aux États-Unis, a l'air quelque peu douteux et semble contredire votre assertion selon laquelle, si on mettait en valeur le champ de Venture, on tirerait parti d'un meilleur marché d'exportation de gaz.

**M. Slater:** J'accepte votre remarque, et je pense que si l'on estime qu'un prix moindre pourrait persister pendant une période moins longue, il faudrait en tenir compte dans la simulation, ce qui serait assez simple. Il faut compter avec le moment et le bon sens de ceux qui connaissent le mieux les marchés.

**M. Clay:** J'aimerais qu'on aborde la question de la nécessité éventuelle, pour le Canada, d'être indépendant du marché pétrolier mondial. Il est ressorti d'échanges que nous avons eus au cours des quelques dernières semaines et de votre rapport intitulé *Room for Manoeuvre*, que c'est ce que vise en partie le

[Text]

gram. Do you still feel that Canada's independence in the oil market is a very desirable objective of the National Energy Program? In other words, will we be self-sufficient in oil?

**Mr. Robert:** We are already more or less self-sufficient in oil. The problem is that we have excess of heavy oil.

**Mr. Clay:** I think that the present self-sufficiency is transient.

**Mr. Robert:** The council has held the position for some time that Canada has to be more closely linked to world market prices. The first time the council recommended that Canada go to the world oil price was in 1974. We are more or less convinced that it is very difficult to insulate the Canadian market from the world market, merely because oil is a transportable product.

**Mr. Clay:** One can foresee a situation where Canada could be self-sufficient in oil but, nonetheless, having gone to the world price in oil Canada could still be affected by the next price shock. I agree that in the near-term there is no physical basis for oil scarcity on the market but as we see from the political events in the Gulf there are other reasons why the supply of oil might be endangered. In that event, where Canada is nominally self-sufficient but subject to another price shock, what should happen to the domestic price of oil?

**Mr. Slater:** If we are subject to another price shock due to war or some sort of major new opportunity for the cartel to change things and able to defend their position, I would say two or three things. First, Canada continues to be a participant in the International Energy Agency arrangements whereby developed countries have agreed to share the trouble among them when it comes. We would be bound to continue to play some co-operative role in that arrangement. Second, I do not believe that anything in what we have said precludes the situation that when you have extreme situations you have, at least, the choice of taking extreme actions. The choice as to whether or not we took that shock, at what pace and so on, would be a legitimate issue for Canada to settle. We don't have such a view about the perfection of the market in all circumstances that there is, therefore, the position that governments should do nothing. That has not been a characteristic of the council's work on a number of problems.

**Mr. Clay:** Mr. Chairman, I would like to return to a question you raised about the availability of increased conventional reserves of oil and gas in western Canada. At pages 13 and 14 of the submission it is suggested that reserve additions of conventional oil and gas will be responsive to changing incentive levels. I don't think anybody would disagree with that. It is simply saying that if the return to the industry is better and activity rises, the probability of finding undiscovered oil will go up and reserves or supplies that have already been found will become more economic with higher prices. The fact is that Canada's conventional reserves of crude oil have been declining since 1969, despite the fact that in 1973 Canada was exporting about 60 per cent of its crude oil production to the United States. At least during that period, contrary to what Mr. Eglington suggested, there was a better market for gas

[Traduction]

Programme énergétique national. Pensez-vous toujours que l'indépendance du Canada sur le marché pétrolier soit un objectif très souhaitable du Programme énergétique national? Autrement dit, atteindrons-nous jamais l'autosuffisance pétrolière?

**M. Robert:** Nous nous autosuffisons déjà plus ou moins. Le problème tient à ce que nous avons un surplus d'huile lourde.

**M. Clay:** Je crois que notre autosuffisance actuelle n'est que provisoire.

**M. Robert:** Le Conseil est persuadé depuis quelque temps déjà que le Canada doit suivre de plus près les prix marchands mondiaux. C'est en 1974 qu'il a recommandé pour la première fois que le Canada adopte le prix mondial du pétrole. Nous sommes plus ou moins convaincus qu'il est très difficile d'isoler le marché canadien du marché mondial pour la simple raison que le pétrole est un produit transportable.

**M. Clay:** Même si le Canada atteignait l'autosuffisance et adoptait le prix mondial du pétrole, il pourrait se ressentir de la prochaine crise des prix. J'admets que rien ne justifie dans un avenir prévisible une pénurie de pétrole sur le marché, mais comme nous le font croire les événements politiques dans le Golfe, d'autres facteurs pourraient mettre en danger les approvisionnements pétroliers. Dans l'éventualité où le Canada s'autosuffirait, qu'arriverait-il du prix local du pétrole?

**M. Slater:** Si les prix augmentaient en raison d'une guerre ou de tout autre événement majeur qui permettrait au cartel de modifier sa position et d'être en mesure de la défendre, voici à mon avis ce qui arriverait. Premièrement, le Canada continue à adhérer aux accords de l'Agence internationale de l'énergie en vertu desquels les pays développés sont convenus d'assumer leur part des difficultés qui pourraient survenir. Nous serions tenus de continuer à leur assurer notre collaboration. Deuxièmement, dans des situations extrêmes, rien ne nous empêcherait, je crois, de prendre des mesures extrêmes. C'est au Canada qu'il reviendrait de décider si oui ou non il souscrit aux prix mondiaux, et à quel rythme. Nous ne croyons pas que le marché soit en tous points tellement parfait que les gouvernements ne doivent prendre aucune mesure. C'est d'ailleurs l'attitude qu'a adoptée le Conseil à l'égard d'un certain nombre de problèmes.

**M. Clay:** Monsieur le président, j'aimerais revenir à une question que vous avez soulevée au sujet de la disponibilité de réserves accrues de pétrole et de gaz classiques dans l'ouest du Canada. Vous laissez entendre aux pages 18 et 19 de votre mémoire que l'addition de nouvelles réserves de pétrole et de gaz classiques sera fonction des mesures d'initiatives qu'on adoptera. Je ne pense pas que quiconque vous contredirait. Cela revient tout simplement à dire que si l'industrie réalise de plus grands profits et que les activités augmentent, les probabilités de découvrir de nouvelles réserves de pétrole augmenteront et que les réserves déjà découvertes seront plus rentables. Il reste que les réserves classiques de pétrole brut du Canada n'ont cessé de diminuer depuis 1969 malgré le fait que le Canada exportait en 1973 environ 60 p. 100 de sa production de pétrole brut vers les États-Unis. Pendant cette période au



[Text]

than oil. In fact, the National Energy Board had to step in to control oil exports because the interprovincial pipeline was filled and the western Canada gathering system was at capacity. There was a question as to whether or not even Canadian refineries would get their needed oil for the domestic market. In light of that history, which has continued despite the ups and downs in the price of oil and changes in the market, could you give us a better feeling of how you arrived at this quantitative estimate and say why oil reserves should be augmented by that amount under your scenarios?

**Mr. Eglington:** I mentioned one of our studies which looked at all the geological horizons by region in Alberta. We examined the rate of drilling, the penetration by the drill bit, in those geological horizons over history and at the reserve additions coming from discoveries or other sources. We used econometric or statistical methods to estimate relationships between drilling and subsequent additions by horizon, by region in the province. We then looked at the cost of drilling and the estimated value of what was discovered. We looked at the balance sheet comparison of the drillers. In that way we were able to put in place some equations, "dis-aggregated", like that, which enabled us to estimate which horizons might have additional oil and/or gas potential, given increases in the profitability of drilling in those horizons.

Clearly, there are severe limitations to this kind of approach because it is largely historical and statistical. However, almost always those kinds of studies underestimate the reserve potential because we can look only at those geological horizons that have been drilled. For example, some of the new oil projects that are going on today in the upper crustaceous and deep basin, to be specific, were not included, yet, industry thinks there is a lot of potential there. On the basis of those studies we were able to estimate the relationship between the amount of drilling and the subsequent addition of reserves in the well drilled horizons. The numbers we quote here result from those studies.

**Mr. Clay:** Certainly the Energy Resources Conservation Board of Alberta covers at least some of the same ground in making its forecasts of additions to conventional oil reserves. You have mentioned how your results compare with the National Energy Board but how do they compare with the Alberta board?

**Mr. Eglington:** This has been a research effort. The additional thing we have done is connect up the rate of drilling and the subsequent additions to the estimates of the economics of it all. The Alberta Energy Resources Conservation Board and the National Energy Board make estimates or forecasts or additions but have not looked as closely as we have at the economics of the matter. That is one major difference. Neither are these boards able to tell you what they estimate would be

[Traduction]

moins, contrairement à ce que M. Eglington a laissé entendre, le marché était meilleur pour le gaz qu'il ne l'était pour le pétrole. En fait, l'Office national de l'énergie a dû intervenir pour contrôler les exportations de pétrole parce que le pipeline interprovincial était rempli et que le réseau collecteur de l'ouest du Canada fonctionnait à pleine capacité. On se demandait même si les raffineries canadiennes parviendraient à obtenir le pétrole dont elles avaient besoin pour le marché local. Cette situation ayant persisté malgré les fluctuations du prix du pétrole et les caprices du marché, pouvez-vous nous aider à comprendre comment vous êtes arrivé à ces estimations quantitatives et nous dire pourquoi les réserves de pétrole devraient être augmentées dans la proportion indiquée dans vos scénarios?

**M. Eglington:** J'ai mentionné une des études dans laquelle nous avons examiné toutes les couches géologiques de chacune des régions de l'Alberta. Nous avons examiné le taux de forage et la profondeur atteinte par les trépan dans ces couches géologiques au cours des ans, de même que les additions de réserves attribuables aux découvertes ou à d'autres sources. Nous nous sommes servis de méthodes économétriques ou statistiques pour évaluer les rapports entre le forage et les additions subséquentes par couche et par région dans la province. Nous avons ensuite examiné le coût du forage et la valeur estimative des découvertes. Nous avons examiné le bilan des foreurs. Ainsi, nous avons pu formuler certaines équations qui nous ont permis de déterminer quelles couches offriraient des possibilités additionnelles de pétrole ou de gaz, sous réserve de la rentabilité accrue du forage dans ces couches.

Il est évident que cette approche comporte de sérieuses limites parce qu'elle est avant tout historique et statistique. Cependant, presque toutes les études de ce genre sous-estiment les réserves potentielles parce qu'elles ne portent que sur les couches géologiques où ont été effectuées des forages. Par exemple, certains des nouveaux projets pétroliers entrepris aujourd'hui à la surface de la croûte terrestre et en profondeur n'ont pas été inclus; pourtant, l'industrie croit qu'elle offrent de nombreuses possibilités. Ces études nous ont permis d'évaluer les rapports entre les forages effectués et l'addition subséquente de réserves dans les couches où ont été effectués de nombreux forages. Les chiffres que nous avançons ici sont le résultat de ces études.

**M. Clay:** Les prévisions de l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta concernant les additions de réserves de pétrole classique portent au moins sur une partie de cette même région. Vous avez mentionné comment vos résultats se comparent à ceux de l'Office national de l'énergie. Cependant, comment se comparent-ils à ceux de l'ERCB de l'Alberta?

**M. Eglington:** Ce sont là les résultats des recherches effectuées. En outre, nous avons établi des liens entre le taux de forage et les additions subséquentes, d'une part, et les estimations économique s'y rapportant, d'autre part. L'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta et l'Office national de l'énergie font des prévisions mais n'étudient pas d'aussi près que nous les aspects économiques de la question. Cela fait toute une différence. Ni l'un ni l'autre de ces deux organismes

[Text]

the changes in additions, given a change in the economics. Insofar as the general level of additions is concerned, we have not set ourselves up to forecast what the level might be in comparison with the NEB or the Energy Resources Conservation Board. What we are saying is that if economics improved you would get certain incremental oil supplies, presumably over and above what the boards are forecasting since they implicitly have some idea of the present economics. So we are not competing with either of the boards in making a forecast of the absolute level of additions but we are saying that if economics improved there would be incremental oil reserves put in place.

**Mr. Slater:** We regard this as highly worthwhile but to some extent pioneering work. Many people have encouraged us to try to put together the geological, engineering and economic information to see what one could make of it. What we hope is that now that we have done it, we will get it out and let the people who know something about it have a look at it, examining the methodology and so on. Out of this process then, perhaps collectively, we can reach a stage whereby we can achieve a better reading with respect to how the economics, geology and engineering fit together. We do not regard this as the last word on the subject—nor do we regard it as the first. However, we hope it will be a useful contribution to assessing the supply situation in Canada.

**Mr. Robert:** This has not been tabled to the list in the Appendix. We do have a rough draft, not yet polished, and I can send you a copy of that.

**Mr. Clay:** We would appreciate receiving it. It is certainly research in quite a controversial area and we would be interested in seeing how you have approached it.

**Mr. Philip DeMont, Research Assistant, Library of Parliament:** Mr. Chairman, I have only two questions, Did you include PIP grants when you ran through the difference of areas or macro scenarios in the present subsidy regime as it is in place?

**Dr. Surendra Gera, Researcher, Economic Council of Canada:** Mr. Chairman, we have supplied a table with respect to revenue sharings for various participants involved, that is, the federal government, the provincial governments and industry. However, what we did not supply is a decomposition or disaggregation by each item. Our results suggest that we have taken into account the petroleum incentive payments which are something in the order of \$7. billion over and above the controlled solution, as far as the first case is concerned, which is a case of price deregulation. To answer your question, then, yes, we have taken those into account.

**Mr. Slater:** They are taken into account, again, for the fiscal regimes and fiscal numbers. I do not think that PIP grants are a part of social costs.

[Traduction]

ne serait en mesure de prévoir quels seraient les changements dans les additions advenant un changement dans les facteurs économiques. Pour ce qui est du niveau général des additions, nous ne nous sommes pas donné pour tâche de prévoir ce qu'il serait par rapport aux chiffres avancés par l'Office national de l'énergie ou l'Energy Resources Conservation Board. Ce que nous voulons faire ressortir, c'est que si la situation économique était plus favorable, nous pourrions compter sur des réserves de pétrole additionnelles de beaucoup supérieures à celles que prévoient ces deux organismes étant donné qu'ils ont une idée implicite de la situation économique actuelle. Donc, nous ne concurrençons ni l'un ni l'autre de ces organismes en ce qui concerne les prévisions relatives au niveau absolu des additions. Nous nous contentons de dire que si la situation s'améliorait, plus de réserves de pétrole seraient découvertes.

**M. Slater:** C'est un travail qui en valait la peine, mais nouveau dans le domaine. De nombreuses personnes nous ont encouragés à réunir les données géologiques, techniques et économiques pour voir ce qu'il pouvait en être conclu. Maintenant que nous l'avons fait, nous espérons que les résultats de nos études seront publiés et que les experts y jetteront un coup d'oeil, qu'ils examineront la méthodologie utilisée, etc. Peut-être serons-nous alors en mesure, collectivement, de mieux comprendre l'interaction entre les données économiques, géologiques et techniques. Le dernier mot n'a pas été dit sur la question—ce n'était pas le premier non plus. Toutefois, nous espérons avoir réussi à contribuer à l'évaluation de l'offre au Canada.

**M. Robert:** Ce document n'a pas été ajouté à l'annexe. Nous en avons une version non encore polie et je pourrais vous en faire parvenir un exemplaire.

**M. Clay:** Nous l'apprécierions grandement. C'est un domaine très controversé et nous aimerions voir comment vous avez abordé la question.

**M. Philip DeMont, adjoint à la recherche, Bibliothèque du Parlement:** Monsieur le président, je n'ai que deux questions à poser. Avez-vous inclus le programme d'encouragements du secteur pétrolier lorsque vous avez examiné les différences entre les régions ou les macro-scénarios dans le cadre du régime actuel de subventions?

**M. Surendra Gera, recherchiste, Conseil économique du Canada:** Monsieur le président, nous avons fourni un tableau concernant la quote-part des recettes des divers participants, c'est-à-dire le gouvernement fédéral, les gouvernements provinciaux et l'industrie. Cependant, nous n'avons fourni aucune ventilation par article. Les résultats obtenus suggèrent que nous avons tenu compte des encouragements pétroliers qui sont de l'ordre de 0,7 milliard de dollars dans le premier cas, c'est-à-dire celui de la déréglementation des prix. Donc, pour répondre à votre question, oui, nous en avons tenu compte.

**M. Slater:** Nous en avons tenu compte également pour ce qui est des régimes fiscaux et des chiffres avancés. Je ne pense pas que les encouragements du secteur pétrolier fassent partie des coûts sociaux.



[Text]

**Mr. Eglington:** I believe it should be clarified that the simulations deal with the western sedimentary basin and not with frontier exploration and development. So the APIP grants would be included but not the PIP grants.

**Mr. Demont:** That probably is tied in with my second question. If I am not mistaken you have said that the government deficit will not increase, is that right?

**Mr. Slater:** Yes, that is correct.

**Mr. DeMont:** Somewhere in your brief you draw an explicit link between government spending and interest rates. Would this not feed back into increased interest rates which, on the micro level, would feed back to firms which are risk adverse and which would not be willing to invest?

**Mr. Slater:** It is fair to say that the macro-economic links in that model are reasonably simple and do not have the sort of expectations with respect to interest rates and the like worked out. The purpose of dealing with the macro area was to close the area in a rough and ready way because the real value of the Helliwell model, as you know, deals with the richness of the handling of the energy sector itself and the fiscal regimes related thereto. If one is performing a full, general equilibrium type of consideration in a very careful way, one might want to consider either one of two things, that is to say, either a fiscally neutral position, in which other taxes would be raised to offset the loss of revenue, or, alternatively, the effects of a higher deficit feeding through the economy generally. I acknowledge that but I do not think it fundamentally undermines the general drift.

**Mr. Eglington:** The government balances we have presented in the brief are from the energy industries, not the total balances of the federal government. Given that the examples are deflationary to a degree, my guess is that nominal interest rates fall in these simulations. Perhaps Dr. Gera could confirm that.

**Dr. Gera:** Mr. Eglington is certainly quite right. When we say that the revenue shares of the federal government decrease, for example, by \$8 billion in the first case, the question is: What happens in the non-energy sector of the economy? When we look at the total revenues in the economy the fact is that the government balances really do not decrease. On the whole, government balances increase marginally. Because of inflation rates they are lower and they certainly feed into the interest rates. With respect to short-term nominal interest rates they are lower in the short-term years.

**The Chairman:** Could you run that by me once again, sir?

**Dr. Gera:** Mr. Chairman, what I was saying was that when we look at the share of the federal government, for example, in the first case—

**The Chairman:** You lose \$8 billion?

[Traduction]

**M. Eglington:** Je crois qu'il serait bon de préciser que les simulations portent sur le bassin sédimentaire de l'Ouest et non pas sur la prospection et l'exploitation dans les régions pionnières. Donc, les encouragements supplémentaires sont inclus, mais non pas les encouragements du secteur pétrolier.

**M. DeMont:** Voici ma deuxième question. Si je ne me trompe pas, vous avez dit que le déficit gouvernemental n'augmentera pas. Est-ce exact?

**M. Slater:** Oui, c'est exact.

**M. DeMont:** Quelque part, dans votre mémoire, vous faites explicitement un lien entre les dépenses gouvernementales et les taux d'intérêt. Ne s'ensuivrait-il pas une augmentation des taux d'intérêt qui, au niveau micro-économique, retomberait sur les entreprises qui refuseraient de prendre des risques et qui ne seraient pas prêtes à investir?

**M. Slater:** Il serait juste de dire que les liens macro-économiques présentés dans ce modèle sont raisonnablement simples et qu'il n'a pas véritablement été tenu compte des attentes concernant les taux d'intérêt et ainsi de suite. On n'a fait qu'effleurer les facteurs macro-économiques parce que la valeur réelle du modèle Helliwell, comme vous le savez, tient à l'excellente façon dont ont été abordés le secteur énergétique lui-même et les régimes fiscaux s'y appliquant. Si quelqu'un examinait la question dans le détail de façon très équilibrée et soigneuse, il pourrait vouloir envisager l'une de deux choses, c'est-à-dire soit une position neutre sur le plan fiscal à l'intérieur de laquelle d'autres taxes seraient imposées pour compenser la perte de revenue, soit l'incidence d'un déficit plus considérable sur l'économie en général. Je reconnais ce fait, mais je ne pense pas que cela fausse la tendance générale.

**M. Eglington:** Les soldes publics que nous avons présentés dans le mémoire proviennent des industries énergétiques et ne sont donc pas tous attribuables au gouvernement fédéral. Étant donné que les exemples sont dans une certaine mesure déflationnistes, je dirais que les taux d'intérêt nominaux entrent dans ces simulations. M. Gera pourrait peut-être nous le confirmer.

**M. Gera:** M. Eglington a absolument raison. Lorsque nous disons que la part des revenus du gouvernement fédéral diminue, par exemple, de 8 milliards de dollars dans le premier cas, la question est la suivante: qu'arrive-t-il dans les secteurs de l'économie autres que celui de l'énergie? Lorsque nous examinons l'ensemble des revenus, nous nous rendons compte que les soldes publics ne diminuent pas en réalité. Ils font l'objet d'une augmentation marginale. A cause des taux d'inflation, ils sont moins élevés et ils contribuent certes à l'augmentation des taux d'intérêt. Quant aux taux d'intérêt nominaux à court terme, ils sont moins élevés.

**Le président:** Pourriez-vous répéter ce que vous venez de dire, monsieur?

**M. Gera:** Ce que je dis, c'est que lorsque nous examinons la part du gouvernement fédéral, par exemple, dans le premier cas...

**Le président:** Vous perdez 8 milliards de dollars?

[Text]

**Dr. Gera:** We lose \$8 billion in the energy sector. However, we then have this cumulative effect on the overall economy. For example, investment in the non-energy sector increases. The total GNP of the economy goes up because of this policy. When you look at the government balance for the total economy in the first few years, the government deficit is certainly not increasing. On the contrary, the government deficit is decreasing marginally.

**Mr. Slater:** I think the proposition is that what the government is picking up in revenue out of the improvement in the economy is generally enough to create an offset. Those two things certainly have to be kept in mind. It is also clear that if you are to make major changes, such as the PGRT and so on, you must have significant effects on government revenues. It is important in any such discussion to be clear about that. Again, I think we have tried to be explicit about it.

**Senator Stewart:** You are leaving the effect of what you called earlier "other forces" out of account, are you not, when you make this proposition? You are assuming that there is a flow through, there is reinvestment and so on. What about these other forces, the existence of which you have already admitted?

**Mr. Slater:** All you could do is be explicit about what you are doing and what the judgments are and so on. If people feel that those other forces are underestimated then you must respond to that by saying, "okay, if you think they are going to go this way, here are the results." You must respond to suggestions of alternatives.

**Senator Grafstein:** I have two brief questions arising out of some of the last comments. There was some reference, and I am not sure by whom, to an incentive tax model that you were looking at from the producer's aspect. I would like to make some assumptions, because somebody mentioned the question of tax on surplus profits. I find that a curious comment. Let me make my assumptions for a moment and then have a brief comment back. Assuming for the moment that there is a need for some type of increased cash flow to the producers on an incentive basis, assuming that they should be given a very good incentive rate of return on their investment, because they are in a higher risk type of business, and assuming that you come up with a model that differentiates between the more complex and more difficult means of extraction and the less complicated or the easier ones, why would the comment tend to penalize the more efficient producer who would end up, in effect, getting more profits? You end up, in my view, penalizing the more efficient competitive producer which I favour, and then you end up saying let us, in effect, put a surplus profit on it as a rent mechanism. Did I take that out of context or is that the thrust of some of your comments?

**Mr. Slater:** Senator Grafstein, I think that is slightly out of context. The outfit that ends up with very large profits may do so either out of efficiency, in which case you do not want to tax efficiency, or out of the fact that they happen to own things the price of which went up. I think that the notion is that if they had a large gain, in a sense a substantial element of wind-

[Traduction]

**M. Gera:** Nous perdons 8 milliards de dollars dans le secteur de l'énergie. Cependant, il faut tenir compte de l'effet cumulatif sur l'ensemble de l'économie. Par exemple, les investissements dans les secteurs autres que celui de l'énergie augmentent. Le PNB total augmente en raison même de cette politique. Lorsqu'on examine le solde public pour l'ensemble de l'économie au cours des quelques premières années, on se rend compte que le déficit du gouvernement n'augmente pas. Au contraire, il diminue de façon marginale.

**M. Slater:** Je pense que l'hypothèse est la suivante: les revenus que retire le gouvernement de l'amélioration de l'économie suffisent généralement pour compenser. Ce sont deux choses qu'il faut se rappeler. Il est également clair que si des changements majeurs sont apportés, et je pense entre autre à la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, les recettes du gouvernement s'en ressentent grandement. Il faut en tenir compte dans toute discussion de cet ordre. Une fois de plus, je pense que nous nous sommes montrés assez explicites.

**Le sénateur Stewart:** Lorsque vous faites une telle hypothèse, ne laissez-vous pas de côté l'incidence de ce que vous avez appelé tout à l'heure les «autres forces»? Vous supposez qu'il y a des retombées, que les sommes sont réinvesties et ainsi de suite. Qu'en est-il des autres forces dont vous avez déjà admis l'existence?

**M. Slater:** Il vous faudrait être explicites au sujet de ce que vous faites, des jugements portés, etc. Si vous croyez que ces autres forces sont sous-estimées, il vous faut alors répondre: «D'accord, si telle est la situation, voici ce qu'en sont les résultats.» Il faut réagir aux solutions de rechange.

**Le sénateur Grafstein:** Ces dernières observations m'amènent à poser deux petites questions. Quelqu'un a fait référence, je ne me souviens plus qui, à un modèle de stimulant fiscal que vous envisagiez du point de vue du producteur. J'aimerais faire quelques suppositions parce que quelqu'un a soulevé la question de l'imposition des profits excédentaires. J'ai trouvé cette observation curieuse. Laissez-moi faire des suppositions pour l'instant que vous pourrez commenter ensuite brièvement. En supposant que les producteurs aient besoin comme stimulant de liquidités supplémentaires, que le taux de rendement de leurs investissements devrait être très intéressant parce qu'ils doivent prendre de nombreux risques et en supposant également que vous puissiez produire un modèle qui établisse une différence entre les méthodes d'extraction les plus complexes et les moins complexes, pourquoi pénaliser le producteur le plus efficace qui, en fin de compte, réaliserait plus de profits? A mon avis, vous finissez par pénaliser le producteur le plus efficace, ce que j'approuve pour dire ensuite: «Imposons des profits supplémentaires par un mécanisme de loyer.» Ai-je pris vos propos hors contexte ou n'est-ce pas là la tendance de certaines de vos observations?

**M. Slater:** Sénateur Grafstein, je crois que c'est légèrement hors contexte. L'entreprise qui finit par réaliser d'énormes profits pourrait y parvenir parce qu'elle est efficace, auquel cas vous ne voudriez pas l'imposer pour cette même raison ou pour la simple raison qu'elle est la propriétaire de biens dont le prix a augmenté. Je ne pense pas que vous vouliez, par votre politi-



[Text]

fall to it, you may not want to reward the recipients of those windfalls in your tax policy. You may want to reward efficient people who are doing the new development.

**Senator Grafstein:** That is not the policy we follow with respect to Lottario or the other lotteries, but I assume that that is a different economic model.

I have one further question that really goes back to gas and oil and the tie between the two. You do not specifically refer to the eastern Arctic, the Polar Gas Project and the reserves there. Again, let me make some premises for the moment and see if this makes any sense or not. Assume for the moment that Canada missed a bit by not developing those eastern gas reserves prior to the time that Europe decided that it needed additional gas reservoirs and, in effect, decided that it was going to deal with the pipeline issue with Russia. Canada or the western world missed a bit by not developing at that time. Assume for the moment that we want to decrease the reliance in Europe on energy resources from the eastern bloc and also assume that we could establish a sort of export zone in the eastern Arctic with European partners for co-ventures. Have you given any thought to developing an export model for natural gas that would increase investment in that part of the country and, at the same time, help us with respect to net cash flow into the country?

**Mr. Eglington:** We have not done any modelling that deals with exports of that nature, nor have we looked in any detail at the export market either. We have looked at it generally.

**Senator Grafstein:** We are talking about gas now.

**Mr. Eglington:** Yes, I am referring to gas, and the high Arctic gas in particular. I know that the National Energy Board, a couple of years ago was modelling export strategies, including development of gas in the high Arctic.

**Mr. Slater:** Do you have anything to add, Mr. Robert?

**Mr. Robert:** No. That is a good question. You have a good point and we will think about it.

**Senator Grafstein:** You might come back and give me some further insight into that question, because I never quite understood it.

**The Chairman:** Mr. Slater and gentlemen, I would like to thank the Economic Council of Canada for your brief and the excellent discussion papers which you have supplied us, and for your presence here today. I assure you these documents will be of great help to the committee. You have offered us some interesting alternatives to consider as we proceed with our work. On behalf of the committee, thank you very much.

**Mr. Slater:** Thank you for the opportunity of appearing and of being some help to you.

The committee adjourned.

[Traduction]

que fiscale, récompenser les entreprises qui réalisent des profits inespérés, mais bien celles qui sont efficaces et qui font avancer les choses.

**Le sénateur Grafstein:** Ce n'est pas la politique que nous suivons pour ce qui est de Lottario ou des autres loteries, mais je suppose qu'il s'agit d'un modèle économique différent.

J'aurais une autre question qui se rapporte au gaz et au pétrole et au lien qui existe entre les deux. Vous n'avez pas précisément fait mention de l'Arctique de l'est, du projet de la Polar Gas, et des réserves qui y existent. Une fois de plus, laissez-moi faire des suppositions et dites-moi si elles ont un sens ou non. Supposons pour l'instant que le Canada ait fait fausse route en ne mettant pas ses réserves de gaz de l'Est en valeur avant que l'Europe ne décide qu'elle avait besoin de réservoirs de gaz additionnels et, en fait, qu'elle ne s'intéresse au gaz de la Russie. Le Canada ou le monde occidental ont fait fausse route en ne procédant pas à la mise en valeur à ce moment-là. Supposons que nous voulions que l'Europe dépende moins des ressources énergétiques du bloc de l'Est et que nous puissions établir une espèce de zone d'exportation dans l'Arctique de l'est en collaboration avec des partenaires européens. Avez-vous déjà pensé à mettre au point un modèle d'exportation pour le gaz naturel qui susciterait les investissements dans cette région du pays et nous aiderait, par la même occasion, à attirer des liquidités ici?

**M. Eglington:** Nous n'avons proposé aucun modèle concernant les exportations de cette nature ni n'avons examiné en détail le marché des exportations. Nous ne l'avons examiné que de façon générale.

**Le sénateur Grafstein:** Nous parlons actuellement de gaz.

**M. Eglington:** Oui, je fais allusion au gaz, et à celui de l'extrême Arctique en particulier. Je sais que l'Office national de l'énergie a étudié, il y a quelques années, des stratégies d'exportation portant notamment sur la mise en valeur du gaz dans l'extrême Arctique.

**M. Slater:** Avez-vous quoi que ce soit à ajouter, monsieur Robert?

**M. Robert:** Non. C'est une très bonne question. Elle est intéressante et nous y penserons.

**Le sénateur Grafstein:** Vous pourriez peut-être nous revenir et nous donner davantage de précisions parce que je n'ai jamais très bien compris cette question.

**Le président:** Monsieur Slater, messieurs, j'aimerais remercier le Conseil économique du Canada pour votre mémoire et les excellents documents de travail que vous nous avez remis et je vous remercie également d'avoir bien voulu nous rencontrer aujourd'hui. Je peux vous assurer que ces documents seront d'une grande utilité au Comité. Vous nous avez offert certaines solutions de rechange intéressantes. Au nom du Comité, merci beaucoup.

**M. Slater:** Merci de nous avoir donné l'occasion de témoigner devant vous et d'avoir pu vous être utiles.

La séance est levée.



Economic Council  
of Canada

Conseil économique  
du Canada

APPENDIX "ENR-10A"

SUBMISSION BY THE CHAIRMAN OF THE  
ECONOMIC COUNCIL OF CANADA  
TO THE STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

Date OTTAWA, May 24, 1984



In response to the Standing Senate Committee's request for submissions to review the NEP, my discussion will address 3 of the issues put forth by the Committee. Those issues include; the progress made towards securing Canada's future domestic supply, the impact of the fiscal and regulatory regime introduced by the NEP, and finally possible modifications of the NEP that would better accommodate the changed energy environment. I shall begin with the macroeconomic aspects of these issues.

Over the years it has become quite apparent that the linkages between activity in the energy sector and the macro-economy are quite strong. Changes in energy prices have been large enough to affect the aggregate price index; investment activity within the energy sector can affect aggregate employment and output, and possibly interest rates; the exports and imports of energy are large enough to affect the overall balance of payments and the exchange rate; and finally, the tax revenues from the energy sector are large enough to affect the level of the government deficit and consequently the level of interest rates. Of course, prices, output, employment and interest rates in the macro-economy affect the level of demand and supply in the energy sector.

Considering the close relationship between the energy sector and the economy in general, we have attempted to assess the medium-term impact of alternative energy tax-pricing strategies on the Canadian economy as a whole and on the petroleum industry. There are essentially two threads to our story. One deals with

oil and gas price deregulation and its probable effects upon the economy and the petroleum industry, and the other deals with price deregulation plus changes in taxes and royalties.

Oil and gas price deregulation is particularly relevant today because it would appear that we have the opportunity to trade off slightly higher oil prices with lower natural gas prices. This would be in line with our situation of supply-demand balances in each market.

Tax and royalty changes are then considered, one by one and finally together, as examples of the direction in which fiscal regimes might be altered. In considering tax changes the balance of revenues going to the federal government, the provincial governments and to the petroleum industry are changed. Generally our scenarios provide increased revenues to industry, accompanied by a shift of revenues from the federal government to the producer provinces. The intent of these simulations, however, is not to suggest that the federal-provincial shares of revenues should necessarily change. The scenarios are illustrative of the industrial and macroeconomic potential that could be realized, and if relative government revenue balances were to be kept unchanged further government agreements would be necessary. In addition, it should be noted that all governments are in positive fiscal balance from the energy industries. For example, the federal government is presently taking net revenues of some \$3 to 4 billion annually from the energy industries.



Using the MACE (MACro-Energy) model developed by Professor J.F. Helliwell and his team at the University of British Columbia, we performed the following simulations: deregulation of oil and natural gas prices; removal of the PGRT on new oil; removal of the PGRT on all oil and natural gas; increased provincial royalties; and the introduction of an off-oil charge on oil products.

The effects of these policies were assessed through setting up a control solution and then shocking the system accordingly. The nominal world price of oil was assumed to be U.S. \$29.00 per bbl (fob Gulf) in 1983 and then assumed to grow at the rate of U.S. inflation, assumed to average 6 per cent over the last half of this decade. The currently announced NEP fiscal and regulatory policies were retained in the control solution. The details of the assumptions made about the exogenous variables are listed in the attached sheet.

Now I will discuss the proposed scenarios and the simulation results. First, I must point out that our results are presented in current as-spent dollars, or percentages.

#### Simulation #1 (Oil and Gas Price Deregulation)

What are the likely impacts of pricing all oil at world oil price beginning 1985 accompanied by a phased-in deregulation of domestic natural gas prices (Price-Deregulation)? Two fundamental issues lie at the heart of this scenario. One, that the

opportunity value of Canadian oil, to the Canadian economy as a whole, is the world price of oil. Second, natural gas prices do not reflect the existing continental excess supply conditions for natural gas. Gas prices would therefore decline upon gas price deregulation, falling, we assume, to about 50 per cent parity to oil prices at Toronto by 1987. It is expected that a policy of deregulation of oil prices accompanied by a phased-in deregulation of natural gas prices will reduce reliance on oil, develop alternative sources of energy, and stimulate domestic oil production, but at the same time expand the use of natural gas.

The simulation results suggest that the combined effect of deregulating both oil and natural gas prices is to lower the overall energy prices which in turn lowers inflation and stimulates economic growth in the Canadian economy. The overall rate of inflation, as measured by the GNP deflator, could be lower by about .5 percentage points in 1985 and 1 percentage point in 1986. Real GNP could increase by an average of about .6 per cent per year over the period 1985-90 (see Table 1). Figures 1 and 2 show the results for real GNP and the rate of inflation. The unemployment - which now stands at about 1.5 million - would be reduced over the next few years and up to 100,000 new jobs could be created.

Deregulation affects the composition of energy demand in the economy and the supply of oil and natural gas. This has important consequences for real energy investment. Relative to continued



oil and gas price controls, this policy raises the average price of oil consumed in Canada by about 1 dollar a barrel in 1985. Demand for oil drops by an average of 4 per cent in the late 1980s, while the demand for natural gas rises by around 14 per cent. This results in a drop of oil imports by 8 to 10 per cent and improves the balance of trade in energy slightly. Figure 3 shows the effects on the imports on crude oil.

On the supply side, our results suggest that the policy will stimulate domestic oil production and promote oil exploration and development over the next few years. Gas production would also increase but gas directed exploration and development could be reduced (see Figure 4). The results include estimates that new oil reserve discoveries from non-frontier sources are quite responsive to increased investment in oil.

The drop in natural gas prices reduces producer's incentives to discover new gas and total revenues to natural gas producers fall. As can be seen from Table 3, the percentage drop in natural gas investment is slightly larger than the increase in oil investment and the total real energy investment declines slightly (Table 1). The percentage impact on oil and gas investment is shown in Figure 5. In this simulation, it has been assumed that the btu-parity price of natural gas at the city gate level falls to 50 per cent by 1987 and remains at that level until 1990. In the 1990s, the btu-parity ratio begins to rise as the gas surplus is reduced or eliminated. By 1995 the parity is back to 65 per cent and thereafter rises.

Industry cumulative cashflow, after taxes, royalties, and operating costs but before investment, increases by about 6.7 billion dollars over the period 1985-95 (see Figure 6 and Table 4). Although industry cashflows rise under price deregulation, assuming that royalty and tax rates remain as at present, both federal and provincial government revenues fall. As can be seen from Table 5, the estimates suggest that the federal government would lose a total of \$8.6 billion in cumulated revenues over the 1985-95 period, while the provincial governments lose \$6.3 billion. The decreased Government revenues result largely because corporate income tax revenues from oil producers fall because of higher investment write-offs. Provincial revenues are also decreased through lower provincial royalties.

### Simulation #2

What are the implications of price deregulation accompanied by the removal of PGRT from 1985 onwards on New Oil only?

It is generally argued that PGRT takes a part of revenues rather than a share in profits or above normal profits, of the production process. It is in effect a poorly designed federal royalty. It reduces the after tax netback from oil and natural gas to producers and therefore, curtails the incentive for exploration and development of new reserves. A first step could be to take it off new oil. Removing the PGRT on all domestically produced oil discovered since 1974 has the advantage of increasing the



incentives for new oil discoveries while minimizing the loss of revenues to the federal government. It also provides a means of phasing out the PGRT on oil entirely as stocks of old oil are depleted.

The simulation results show that there is a significant supply response from the oil side of the industry, and the industry's cumulative cashflow increases by 32.7 billion dollars over the period 1985-95 (Table 4). Oil reserve additions and investment in conventional non-frontier oil increase significantly compared to the control levels (see Figures 8 and 9). Although new gas does not receive the same stimulus as oil from removing the PGRT on new oil, total real energy investment increases by over 1 per cent (Table 1). The modest increase in energy investment has positive impacts on real growth and employment in the economy overall, while the increased supply of oil reduces imports and has positive effects on the current account balance and the exchange rate.

The removal of PGRT from new oil also affects the macroeconomy through its effects on government balances. The results in Table 5 indicate that over the decade to 1995 the federal government takes about 22 billion dollars less. The provincial government revenues do not change while cumulative industry revenues are up by 36.4 billion dollars over the 1985-95 period (see Figure 10). Thus, although oil supply and macroeconomic performance is improved, the resulting imbalance of effects on revenue flows to the participants suggest that other intermediate

policy options should be considered, for example, shifting the PGRT towards a profit tax by including capital cost deductions as well as operating costs.

### Simulation #3

As an extreme case, let us examine what are the likely effects of price deregulation accompanied by the removal of PGRT on all oil and natural gas at the beginning of 1985? The results show that the federal government takes in some \$61 billion less in cumulative revenues over the 1985-95 period as a result of eliminating the tax. The provincial government revenues increase marginally (\$1.6 billion) and cumulative industry revenues are up by \$76.7 billion over the 1985-95 period (see Table 5 and Figure 10).

The increase in industry revenues at the expense of federal revenues again suggests that intermediate policy options are required. There is also the lingering concern about the high degree of foreign ownership among the producing companies. On the other hand there is a significant boost to the nation's economy.

On the supply side, the results suggest that there is a significant positive effect on the discoveries of oil and natural gas reserves. The supply effects of new conventional oil are virtually identical to the case when the PGRT is removed from new oil only (see Figure 8).



Simulation #4

The results in Simulation #3 show that removing the PGRT on all oil and natural gas would result in a transfer of large sums of revenues from (the federal) government to the producing firms. One possible way around this would be to increase provincial royalty rates. This is introduced because removing the PGRT provides room for royalties on revenues that would otherwise go to the petroleum industry. For simplicity in the simulation, royalty rates on both oil and gas are increased, although a more refined analysis might increase oil royalties but decrease gas royalties. The provinces could agree to share royalties with the federal government. Thus, the simulation addresses the following question: What would happen if price deregulation is combined with the removal of the PGRT and the provincial royalty rates are increased?

In this simulation, provincial royalty rates are increased beginning 1985 for conventional oil, synthetic oil and natural gas production with the objective of collecting two-thirds of the foregone PGRT revenues. This means that the supply incentive created by the removal of the PGRT is not completely eliminated but that the transfer of revenues to industry is reduced.

The results show that over the 1985-95 period, the increase in provincial royalties does capture about two-thirds of the lost PGRT revenue. This however is in effect shifting government

revenues from the federal to the provincial government (see Figure 11).

From a macroeconomic standpoint, the real energy investment and rate of inflation are lower and crude oil imports are higher relative to the previous simulation. Real GNP, on average, is .75 per cent higher compared to the control versus .95 per cent higher for Simulation #3 (see Table 1).

#### Simulation # 5

From the results in Simulation #4, it is clear that there is in effect a transfer of revenues from the federal government to the provincial government and industry. It is of interest to consider two alternatives to reduce the revenue loss to the federal government. One, instead of removing the PGRT on all oil and natural gas, the PGRT could be modified by making it more sensitive to industry profits by allowing for capital cost deductions as well as operating costs. This, of course, keeps the federal government in the position of taxing oil and gas production. Two, the federal government could consider introducing an 'Off-Oil Charge' on oil products alone. This shifts the federal tax to the consumer end of the industry.

The off-oil charge would increase security of supply in oil through reducing the domestic demand for oil. It would also increase the price of oil relative to natural gas, further tilting



demand towards gas and away from oil. It would also offset, at least partially, the lost federal PGRT revenue.

The present simulation addresses the latter option. The results for the former option were not available at this stage. In the simulation, we ask the following question: What would happen if price deregulation is pursued, PGRT is removed, provincial royalty rates are increased and an 'Off-Oil Charge' (OOC) on oil products alone is introduced? This scenario shows the extreme case of the federal government taking tax room at the retail level while the province dominates the production level. In this simulation, it was assumed that one of the objectives of the federal government in introducing the off-oil charge is to replace most of the lost PGRT revenues.

The results show that the introduction of this package would have the following major impacts: Real GNP is fractionally lower in the first year, and inflation slightly higher, but thereafter, the package offers scope for non-inflationary economic growth.

The main effect of the package is to reduce the demand for oil by an average of 5 per cent per year relative to the previous case when there was no off-oil charge. The increased domestic energy supplies and oil conservation reduce oil imports by around 20 per cent in the 1980s (see Figure 12). The improvement in the energy trade balance increases by over one-third by 1990. The overall results also show that, relative to the control solution, the

impact on the price of oil to the consumer would average about 7 per cent, in the period to 1990 (Table 2).

The effects on developing new oil and gas reserves are virtually identical to the previous case, but in addition the package helps to reduce revenue losses to government. In the period 1985 to 1995, federal revenues are some \$12.0 billion less than simulation 1 - i.e. Price Deregulation - because the off-oil charge falls short of collecting all the lost PGRT revenue. In large part this is because the consumer shifts from oil to natural gas. Provincial revenues increase by \$28.1 billion, nearly all of it due to increased royalty payments (see Table 5 and Figure 11).

To summarize, let me stress again that our simulation cases have been designed to illustrate possibilities and potentials in the macroeconomy and the petroleum industry. They suggest directions for energy policy changes although they have not attempted to work out all the details. By their simplified approach to alternatives, I hope they may serve to place before you some options for energy policy, and the resultant trade-offs in economic effects. The absolute level of the simulated results are to be viewed with caution, but their directions are important to the economy and I am hopeful to your deliberations.



I will turn now to some consideration of the microeconomic aspects of the issues raised by the Committee. To address these aspects I will draw from a number of studies carried out by the Economic Council's Energy Group. The studies, 4 of which are being tabled today, are listed in the attached appendix.

I refer to the first study listed in the appendix. It provides estimates of the costs of finding and developing conventional oil and gas reserves in the ground in Alberta. Considerable effort has gone into the assignment of total industry costs to either oil or gas activity.

As shown in Figures 14 and 15, first for oil and then for gas, the costs have been rising over the past 2 decades. The costs for oil reserves in the ground have risen at a more accelerated pace than gas costs. However the costs, without taxes and royalties are still far below the price we must pay for oil imports.

Although cost for supplies of conventional oil and gas in the Western Sedimentary Basin have been rising we have become convinced that reserve additions from the Basin will respond significantly to changing incentive levels.

To get an overall sense of the degree to which we expect the fiscal and regulatory regime to impact on oil and gas activity and subsequent supply we turn to the next 2 studies listed in the appendix. The studies address the question of the responsiveness

of conventional crude oil and natural gas supplies in Alberta to changing incentive levels.

Looking first to oil, our studies suggest that the incentive to explore and develop new light oil reserves is marginal in many of the geological horizons and regions of Alberta under current fiscal conditions and with the New Oil Reference Price (NORP).

However we conclude that significant potential from new discoveries remains in the Basin and that reserve additions will in fact be responsive to changing incentive levels. By way of example, consider a decrease in taxes resulting in a 30 per cent increase in the price expected for reserves in the ground. The studies suggest that the increased incentive would result in an increase of over 200 million barrels in the potential additions of light crude oil reserves through discoveries in the Western Basin. That increase is over and above recent NEB forecasts for potential additions from discoveries of conventional light oil.

In a further study we have looked closely at the responsiveness of the supply of conventional gas in Alberta. We have found that gas supply is indeed responsive to changing levels of profitability, in fact considerably more so than oil. Given a 30 per cent increase in the price expected for reserves in the ground, we would expect an increase in the potential gas reserve additions of about 36 per cent. We have also found that the underlying cost structure for gas supplies, within given formations, suggests that



supplies are inherently elastic - i.e. very responsive to incentive - over a wide range of volume and will be substantially responsive to policy.

Turning now to enhanced oil recovery, the oil sands, and the frontiers, I refer to a number of project evaluations done by the Energy Group. They have been undertaken with the general intent of determining the potential economics of those projects but more specifically with the intent of examining through cashflow analyses the appropriateness of past and present fiscal regimes.

I note that these project evaluations have been carried out with information provided by Amoco Canada Petroleum Co. Ltd., Shell Canada Ltd., BP Explorations Canada, Dome Petroleum Ltd., Gulf Canada Resources Inc., and the Newfoundland Petroleum Directorate. While these companies provided background information regarding technological and investment requirements, all of the assumptions used and the conclusions made in the papers are the sole responsibility of the authors.

#### EOR

We have examined 4 light oil hydrocarbon miscible flood projects and one experimental heavy oil EOR project. The projects which are considered to be representative of the available EOR projects include South Swan Hills, Nipisi Gilwood, Violet Grove AB Lease in Pembina, Fenn Big Valley and Lindbergh.

On the basis of our findings we conclude that profitability varies significantly across projects. The social costs of producing oil from EOR projects is in the range of \$13-25 (1983 \$) per barrel. The social cost is defined as the total cost incurred by industry excluding taxes and royalties. While some projects appear quite profitable given existing netbacks, there are a great many marginal projects. Of the marginal projects some could access substantial reserves in place if policy improved the economics of such projects. Our analysis suggests that substantial reserve additions could be brought on from the marginal projects if the economics of such EOR projects were improved. The details of the EOR projects are given in the EOR discussion paper listed in the appendix.

### Oilsands

Our analysis of oilsands projects examines the large Alsands mining project and Wolf Lake, a smaller in-situ development.

The oilsands study examines carefully the factors that led to the final demise of the Alsands Project. The details of the fiscal arrangement offered to Alsands were investigated closely as were the large investment requirements associated with the mega project. Our estimated social supply cost for a barrel of synthetic crude from the Alsands Project is in the \$45-50 per barrel range (1983 \$). Rising real prices of 2-4 per cent annually would have been needed for the project to break even.



The realization that even the massive loan guarantees offered to Alsands would not secure large supplies from mineable oilsands has directed policy to a more pragmatic approach to oilsands and oilsands policy. The trend to smaller in-situ projects like Wolf Lake, that are subject to a more or less uniform fiscal package is more appropriate in today's environment.

Our analysis of Wolf Lake reveals that given oil prices that are flat in real terms, it is more or less a break-even project. However the Wolf Lake fiscal regime appears to be quite sensitive to economic conditions and will therefore help to preserve the project economics, even under deteriorating conditions.

### The Frontiers

Our analysis of frontier developments include projects in the offshore Beaufort Sea and East Coast. Our findings for Beaufort developments suggest that while the operations are extremely risky there does appear to be potential for low cost oil that could be comparable to costs in more conventional areas. Depending upon the size of the reservoir and the type of production system assumed, the estimated supply costs for Beaufort oil delivered to Montreal are in the range of \$15-40 per barrel (1983 \$). These costs apply to the half cycle stage of development and production. Exploration costs are not included in the half cycle costs. In our analysis we have examined both single island and multi island developments.

The minimum sized reservoir for which the production and delivery of Beaufort oil to Montreal just breaks even was found to range from about 215 million barrels upwards, without taxes and royalties. This assumes a single island development. On the basis of our findings we are able to conclude that the threshold reserve size will be very sensitive to prices, the fiscal regime and the production systems used.

In the eastern offshore area of Canada we have examined the economics of Hibernia and the Venture gas field. Our estimates suggest that oil from Hibernia, assuming a reasonable cost for a suitable production platform, could be produced and delivered to Montreal at a social cost of about \$15 per barrel (1983 \$). Due to technological and geological uncertainty this estimate could change. We do however believe that there is a potential for low cost oil from this field.

Natural gas from Venture is relatively high cost gas with a social cost at the plant gate of just under \$4 per MCF (1983 \$). The economics of the field are marginal at best but they could improve if export prices were to rise and markets opened up, and if additional high productivity reserves were discovered.

A summary of the social supply costs is shown in Table 6.



## Conclusion

These are some of the results from the research of the Energy Group at the Council. On the macroeconomic side, the results suggest three main conclusions. One is that a policy of deregulation of oil prices accompanied by a phased-in deregulation of natural gas prices will have deflationary impacts and stimulate economic growth. The policy will also stimulate domestic oil production, reduce oil imports, and encourage the development of alternative energy sources.

The presently administered prices help to create the expectation that the oil subsidy might continue, delaying efforts by consumers to conserve and discouraging the private development of non-oil energy alternatives. Price-deregulation policy would reverse these expectations. It would signal to consumers the importance of cutting back oil consumption and it tells producers to step up their exploration and development efforts. Generally by simplifying the governments' approach to energy pricing it should also enhance confidence throughout the energy industries.

The second conclusion is that removing the PGRT on new oil or modifying it in some way, e.g., shifting it towards a profit tax by including capital cost deductions as well as operating costs, would promote oil exploration and development and consequent oil supplies.

Thirdly, our simulations suggest that a new package of pricing, royalties and taxes would enhance economic growth, provide more effective management of our energy resources and meet goals of additional energy security. This potential will however require a new measure of consensus between the federal and provincial governments, to resolve the issue of revenue sharing, as illustrated in our Simulation #5.

On the basis of our microeconomic analysis we are able to conclude that hydrocarbon supplies are responsive to economic conditions. In effect this conclusion is a key factor underlying the macroeconomic analysis. It is therefore important to have fiscal and regulatory regimes in place that are properly aligned to the profitability of each supply. We caution against the overtaxation of marginal projects. This applies equally to both conventional new oil and to gas projects in the Western Sedimentary Basin. While these supplies are less costly than imported oil they are still expensive for industry to develop. We suggest that current fiscal regimes should generally be more in step with the full cycle profitability of hydrocarbon exploration and development.

In view of these comments we suggest that taxes such as the PGRT might be reassessed in the context of taking full advantage of Canada's hydrocarbon resource base. This applies both to the provinces and to the Canada Lands regime.



As a final observation from our microeconomic studies we note the wide range of supply costs and the varied levels of uncertainty across regions and sources. These features introduce a complexity into the petroleum industry that requires fiscal regimes to be robust over time and not overly detailed. Moreover these features make it very difficult to prejudge where future supplies will come from. While some supplies such as oilsands may appear to be very obvious sources they may also turn out to be very high cost supplies. We suggest that there is no single source that can be, or should be, considered as a backstop supply.



Economic Council  
of Canada

Conseil économique  
du Canada

APPENDIX "ENR-10B"

APPENDIX TO THE  
SUBMISSION BY THE CHAIRMAN OF THE  
ECONOMIC COUNCIL OF CANADA  
TO THE STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

Date OTTAWA, MAY 24, 1984



Table 1  
Macroeconomic Effects of Alternative Energy Tax - Pricing Policies, 1985-95

|  | Case I:<br>Price<br>Deregulation | Case II:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>New Oil only | Case III:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>all Oil and<br>Natural Gas | Case IV:<br>Price Deregulation,<br>Removal of PGRT<br>on all Oil and<br>Natural Gas, and<br>Increased<br>Provincial Royalties | Case V:<br>Price Deregulation<br>Removal of PGRT on<br>all Oil and Natural<br>Gas, increased<br>Provincial Royalties<br>and introducing<br>Off-Oil Charge |
|--|----------------------------------|--|---|---|---|
|  | (Per cent change)                |  |   |   |   |
| <u>Real Gross National Product (GNP)</u> |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | .111                             | .304   | .426  | .242  | -.090   |
| 1986                                     | .507                             | .775   | .895  | .717  | .424  |
| Average 1985-90                          | .582                             | .838   | .946  | .752  | .743  |
| 1995                                     | .31                              | .994   | 1.018   | .670  | 1.075   |
| <u>Real Energy Investment</u>            |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | -.238                            | 2.426  | 4.207   | 1.512   | 1.261   |
| 1986                                     | -.464                            | 1.229  | 2.852   | .777  | .596  |
| Average 1985-90                          | -.385                            | 1.247  | 2.710   | .778  | .653  |
| 1995                                     | .047                             | .672   | 1.756   | .685  | .603  |
|  | (Level Change)                   |  |   |   |   |
| <u>Inflation Rate</u>                    |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | -.461                            | -.312  | -.253   | -.370   | .662  |
| 1986                                     | -1.029                           | -.952  | -.868   | -.958   | -1.205  |
| Average 1985-90                          | -.219                            | -.237  | -.199   | -.210   | -.217   |
| 1995                                     | -.212                            | -.334  | -.229   | -.176   | -.170   |

Table 2

Effects of Alternative Energy Tax - Pricing Policies on Consumer Prices and Energy Demand, 1985-95

|  | Case I:<br>Price<br>Deregulation | Case II:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>New Oil only | Case III:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>all Oil and<br>Natural Gas | Case IV:<br>Price Deregulation,<br>Removal of PGRT<br>on all Oil and<br>Natural Gas, and<br>Increased<br>Provincial Royalties | Case V:<br>Price Deregulation<br>Removal of PGRT on<br>all Oil and Natural<br>Gas, increased<br>Provincial Royalties<br>and introducing<br>Off-Oil Charge |
|--|----------------------------------|--|---|---|---|
| (Per cent change)                        |                                  |  |   |   |   |
| <u>Average User Price of Oil</u>         |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | 1.201                            | 1.070  | 1.034   | 1.127   | 8.717   |
| 1986                                     | .331                             | .145   | .096  | .200  | 7.613   |
| Average 1985-90                          | .145                             | -.167  | -.141   | -.021   | 7.252   |
| 1995                                     | -2.035                           | -3.311   | -2.835  | -2.309  | 4.219   |
| <u>Average User Price of Natural Gas</u> |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | -8.925                           | -9.865   | -9.102  | -9.084  | -9.059  |
| 1986                                     | -19.766                          | -19.949  | -19.995   | -19.092   | -20.088   |
| Average 1985-90                          | -18.871                          | -19.159  | -19.113   | -19.029   | -19.261   |
| 1995                                     | -2.302                           | -3.759   | -3.270  | -2.703  | -3.611  |
| <u>Canadian Demand for Crude Oil</u>     |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | -1.990                           | -1.910   | -1.864  | -1.937  | -5.527  |
| 1986                                     | -3.832                           | -3.684   | -3.582  | -3.719  | -8.255  |
| Average 1985-90                          | -3.855                           | -3.541   | -3.554  | -3.708  | -8.407  |
| 1995                                     | .832                             | 1.486  | 1.572   | 1.211   | -3.713  |
| <u>Canadian Demand for Natural Gas</u>   |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | 4.606                            | 4.711  | 4.764   | 4.674   | 5.299   |
| 1986                                     | 12.188                           | 12.401   | 12.524  | 12.343  | 13.219  |
| Average 1985-90                          | 13.754                           | 14.027   | 14.196  | 13.966  | 14.845  |
| 1995                                     | 2.268                            | 3.016  | 3.078   | 2.682   | 4.084   |
| <u>Imports of Crude Oil Per Day</u>      |                                  |  |   |   |   |
| 1985                                     | -4.855                           | -9.353   | -9.452  | -7.852  | -19.197   |
| 1986                                     | -8.633                           | -14.970  | -15.072   | -11.713   | -21.035   |
| Average 1985-90                          | -8.786                           | -17.078  | -17.266   | -12.791   | -22.098   |
| 1995                                     | .130                             | -9.095   | -9.389  | -4.301  | -11.018   |



Table 3  
Effects of Alternative Energy Tax - Pricing Policies on Oil and Natural Gas Discoveries,  
Production, and Investment, 1985-95

|  | Case I:<br>Price<br>Deregulation | Case III:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>New Oil only | Case III:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>all Oil and<br>Natural Gas | Case IV:<br>Price Deregulation,<br>Removal of PGRT<br>on all Oil and<br>Natural Gas, and<br>Increased<br>Provincial Royalties | Case V:<br>Price Deregulation<br>Removal of PGRT on<br>all Oil and Natural<br>Gas, Increased<br>Provincial Royalties<br>and Introducing<br>Off-Oil Charge |
|--|----------------------------------|---|---|---|---|
| (Per cent change)  |                                  |   |   |   |   |
| Discoveries of Oil (Reserve Additions) Per Annum         |                                  |   |   |   |   |
| 1985   | 1.923                            | 46.028  | 47.947  | 23.764  | 21.537  |
| 1986   | 7.227                            | 61.899  | 64.862  | 34.632  | 32.185  |
| Average 1985-90  | 6.335                            | 56.603  | 58.953  | 31.112  | 29.527  |
| 1995   | 2.806                            | 43.463  | 44.443  | 22.235  | 19.517  |
| Actual Oil Production Per Day                            |                                  |   |   |   |   |
| 1985   | .137                             | 3.199   | 3.333   | 1.654   | 1.500   |
| 1986   | .392                             | 5.501   | 5.744   | 2.934   | 2.686   |
| Average 1985-90  | .810                             | 8.673   | 9.040   | 4.703   | 4.381   |
| 1995   | 2.375                            | 24.975  | 25.096  | 13.439  | 12.601  |
| Discoveries of Natural Gas (Reserve Additions) Per Annum |                                  |   |   |   |   |
| 1985   | -4.248                           | -4.455  | 14.742  | .894  | -.081   |
| 1986   | -8.660                           | -9.986  | 9.030   | -3.903  | -4.904  |
| Average 1985-90  | -8.339                           | -8.664  | 9.963   | -3.301  | -3.981  |
| 1995   | .572                             | -.151   | 24.759  | 8.147   | 6.991   |
| Actual Natural Gas Production Per Day                    |                                  |   |   |   |   |
| 1985   | 2.958                            | 3.026   | 3.063   | 2.998   | 3.404   |
| 1986   | 7.207                            | 7.330   | 7.406   | 7.299   | 7.817   |
| Average 1985-90  | 7.638                            | 7.751   | 8.194   | 7.815   | 8.237   |
| 1995   | 1.692                            | 2.256   | 2.303   | 2.004   | 3.061   |
| Investment in Non-Frontier Oil                           |                                  |   |   |   |   |
| 1985   | 1.126                            | 34.921  | 36.497  | 17.606  | 16.730  |
| 1986   | 3.365                            | 37.408  | 39.440  | 20.035  | 19.029  |
| Average 1985-90  | 3.064                            | 36.452  | 38.245  | 19.100  | 18.250  |
| 1995   | 1.613                            | 43.125  | 45.114  | 21.077  | 19.039  |
| Investment in Non-Frontier Gas                           |                                  |   |   |   |   |
| 1985   | -4.486                           | -4.563  | 14.108  | .549  | .493  |
| 1986   | -9.653                           | -9.794  | 8.246   | -4.842  | -5.197  |
| Average 1985-90  | -9.056                           | -9.285  | 9.215   | -4.066  | -4.443  |
| 1995   | -2.635                           | -3.904  | 24.976  | 5.802   | 4.690   |

Table 4  
Effects of Alternative Energy Tax - Pricing Policies on Industry's Cumulative Cash Flow  
(After Taxes, Royalties, and Operating Costs and Before Investment), 1985-95

|  | Case I:<br>Price<br>Deregulation | Case II:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>New Oil only | Case III:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>all Oil and<br>Natural Gas | Case IV:<br>Price Deregulation,<br>Removal of PGRT<br>on all Oil and<br>Natural Gas, and<br>Increased<br>Provincial Royalties | Case V:<br>Price Deregulation<br>Removal of PGRT on<br>all Oil and Natural<br>Gas, increased<br>Provincial Royalties<br>and introducing<br>Off-Oil Charge |
|--|----------------------------------|--|---|---|---|
|  | (Level Change)                   |  |   |   |   |
| (Billion \$)                               |                                  |  |   |   |   |
| Change in 1985                             | .342                             | 1.71   | 4.335   | 2.02  | 1.95  |
| Change in 1986                             | .553                             | 2.12   | 5.037   | 2.42  | 2.32  |
| Change in Cumulative<br>Cash Flow, 1985-95 | 6.739                            | 32.66  | 73.84   | 34.70   | 32.42   |

Table 5

Change in Cumulative Revenue Sharing Estimates, 1985-95  
Under Alternative Energy Tax - Pricing Policies (Billions of dollars)

|  | Case I:<br>Price<br>Deregulation | Case II:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>New Oil only | Case III:<br>Price<br>Deregulation<br>and Removal<br>of PGRT on<br>all Oil and<br>Natural Gas | Case IV:<br>Price Deregulation,<br>Removal of PGRT<br>on all Oil and<br>Natural Gas, and<br>Increased<br>Provincial Royalties | Case V:<br>Price Deregulation<br>Removal of PGRT on<br>all Oil and Natural<br>Gas, increased<br>Provincial Royalties<br>and introducing<br>Off-Oil Charge |
|--|----------------------------------|--|---|---|---|
| Change in Federal<br>Government Revenues               | -8.60                            | -21.97   | -61.23  | -62.19  | -20.60  |
| Change in Provincial<br>Government Revenues            | -6.30                            | .18  | 1.61  | 29.91   | 28.10   |
| Change in Industry<br>Revenues                         | 8.74                             | 36.41  | 76.69   | 37.08   | 35.60   |
| Change in Total<br>Government and<br>Industry Revenues | -6.10                            | 14.62  | 17.07   | 4.79  | 43.10   |

Note The figures are undiscounted sums of revenues from 1985 to 1995, inclusive. These cases include the continuation of the IORT suspension announced in the 1983 federal budget and the indefinite continuation of the Canadianization levy.



TABLE 6  
SUMMARY OF SOCIAL SUPPLY COSTS

| <u>SOURCES OF<br/>HYDROCARBON SUPPLIES</u>                     | <u>SOCIAL SUPPLY<br/>COSTS (1983\$)</u> | <u>COMMENT</u>  |
|--|---|---|
| \$ PER BARREL (PER MCF)<br>10 PER CENT DISCOUNT RATE           |   |   |
| WESTERN CANADA<br>CONVENTIONAL LIGHT <u>OIL</u>                | 16                                      | FULL CYCLE, LOW RISK,<br>LOW COST, SUPPLY<br>LIMITED                  |
| WESTERN CANADA<br>EOR LIGHT <u>OIL</u>                         | 13-25                                   | RANGE OVER 4 PROJECTS,<br>TECHNOLOGICAL UN-<br>CERTAINTY              |
| MINEABLE OILSANDS<br>SYNTHETIC <u>OIL</u>                      | 47                                      | ALSANDS DATA, HIGH<br>FINANCIAL AND TECHNO-<br>LOGICAL RISK           |
| IN-SITU OILSANDS<br>( <u>BITUMEN</u> )                         | 28                                      | WOLF LAKE DATA,<br>EXPERIMENTAL                                       |
| BEAUFORT SEA <u>OIL</u><br>(ASSUMES A COMMERCIAL<br>DISCOVERY) | 15-40                                   | HALF CYCLE, DELIVERED<br>TO MONTREAL, POTENTIAL<br>LOW COST BUT RISKY |
| EAST COST HIBERNIA<br><u>OIL</u>                               | 15                                      | HALF CYCLE, DELIVERED<br>TO MONTREAL, POTENTIAL<br>LOW COST           |
| WESTERN CANADA<br>CONVENTIONAL <u>GAS</u>                      | (1.45)                                  | FULL CYCLE, LOW RISK,<br>LOW COST, SUPPLY<br>LIMITED                  |
| EAST COAST VENTURE <u>GAS</u>                                  | (3.85)                                  | HALF CYCLE, HIGH COST   |

Figure 1

Effects of Price Deregulation on Real Gross  
National Product, 1985-95

(Percent Change from the Base Case)

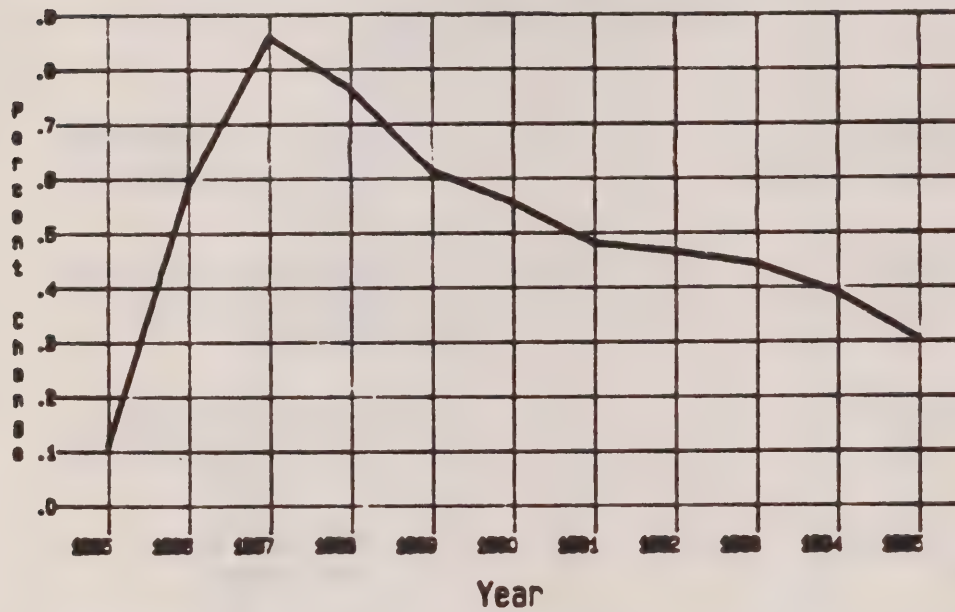


Figure 2

Effects of Price Deregulation on  
Rate of Inflation, 1985-95

(Level Change from the Base Case)

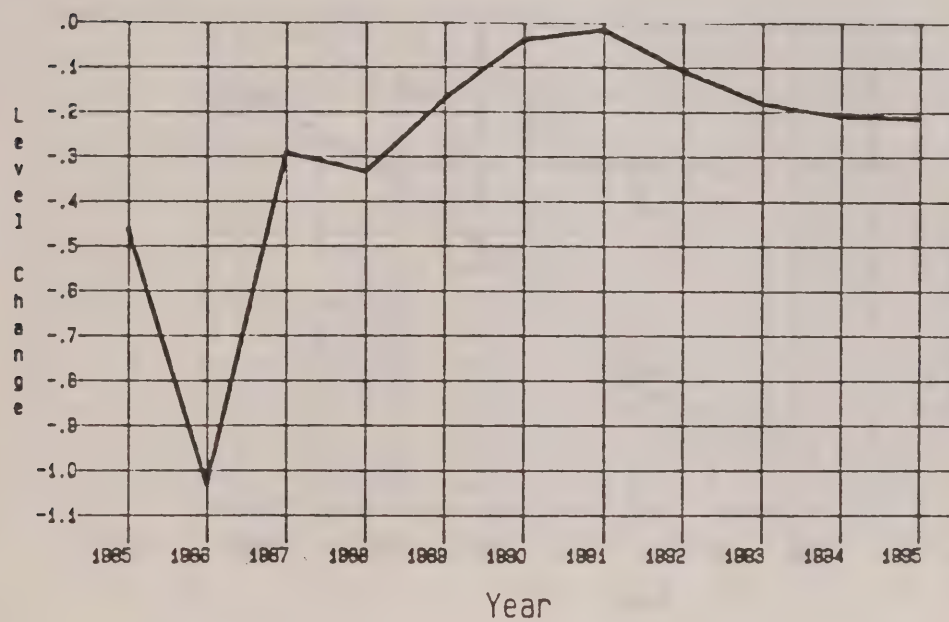




Figure 3

Effects of Price Deregulation on Imports of Crude Oil,  
1985-95

(Percent Change from the Base Case)

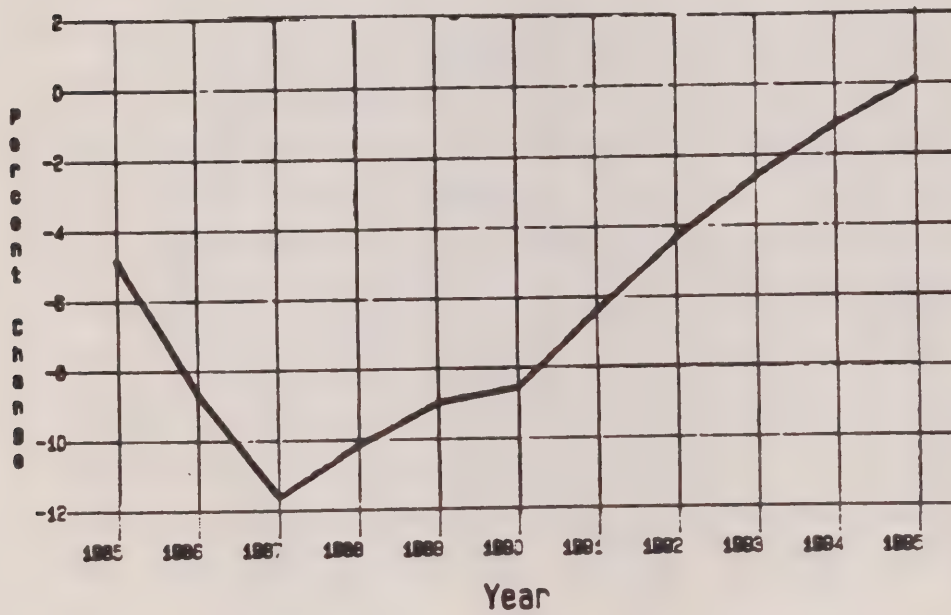


Figure 4

Effects of Price Deregulation on Oil and Natural  
Gas Discoveries (Reserve Addition), 1985-95

(Percent Change from the Base Case)

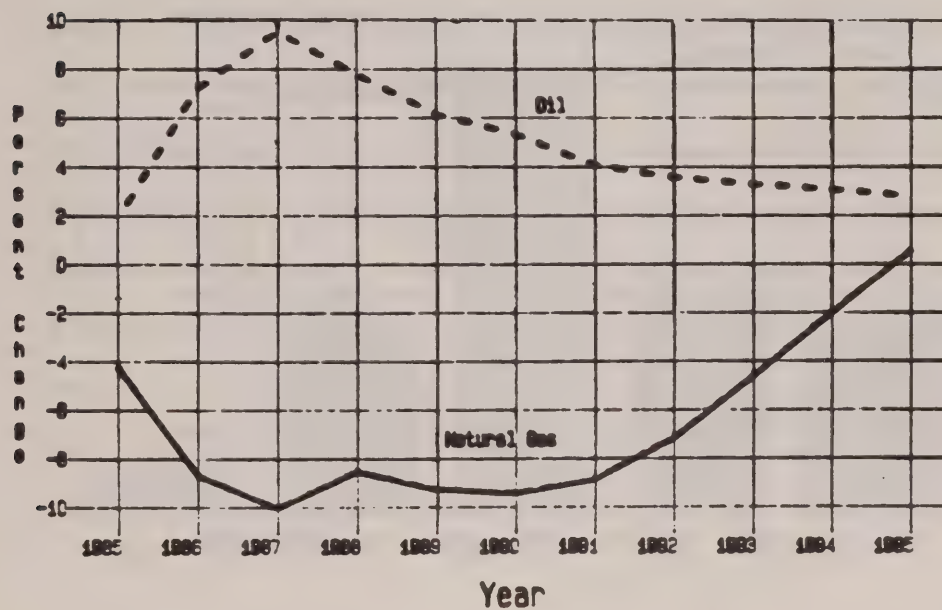


Figure 5

Effects of Price Deregulation on INVESTMENT IN  
Non-Frontier Oil and Natural Gas Production, 1985-95

(Percent Change from the Base Case)

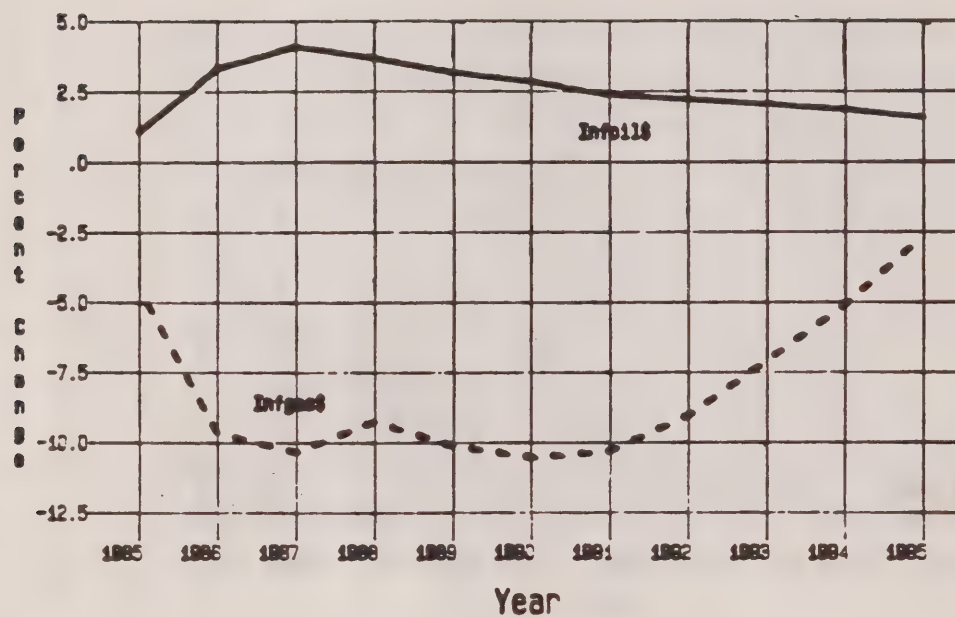




Figure 6

Effects of Alternative Energy Tax-Prices on  
Industry's Cumulative Cash Flow, 1985-95

(Level Change from the Base Case)



Figure 7

### Effects of Price Deregulation on Cumulative Revenue Shares, 1985-95

(Level Change from the Base Case)

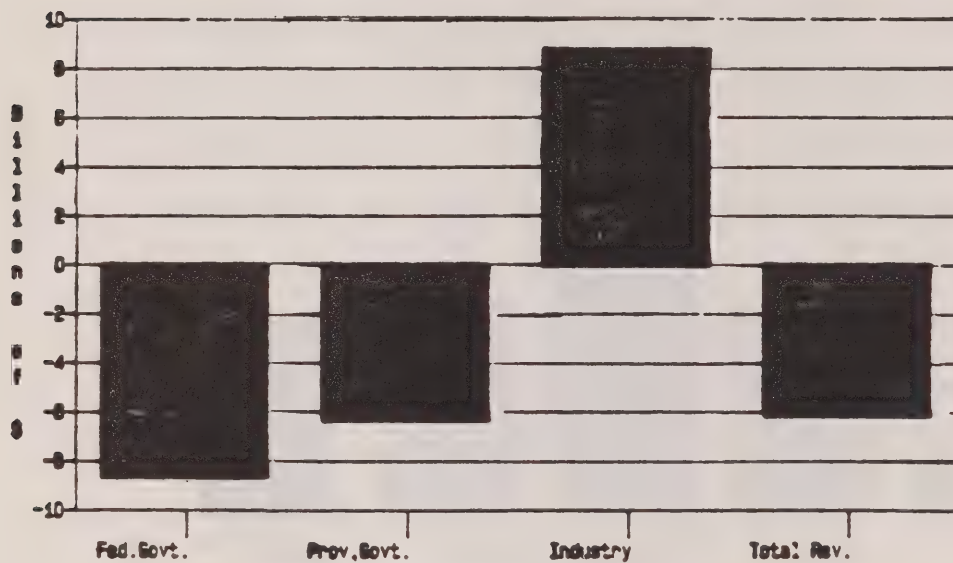


Figure 8

Effects of Alternative Energy Tax-Pricing Policies  
on Oil and Natural Gas Discoveries (Res. Add.), 1985-95

(Percent Change from the Base Case)

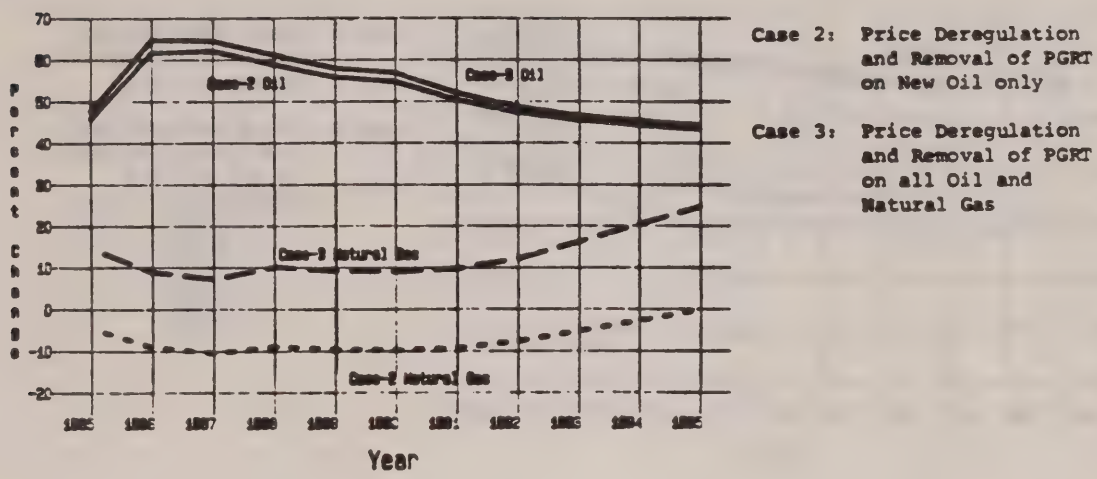




Figure 9

Effects of Alternative Energy Tax-Pricing Policies on Investment  
in Non-Fron. Oil & Natural Gas Prod., 1985-95

(Percent Change from the Base Case)

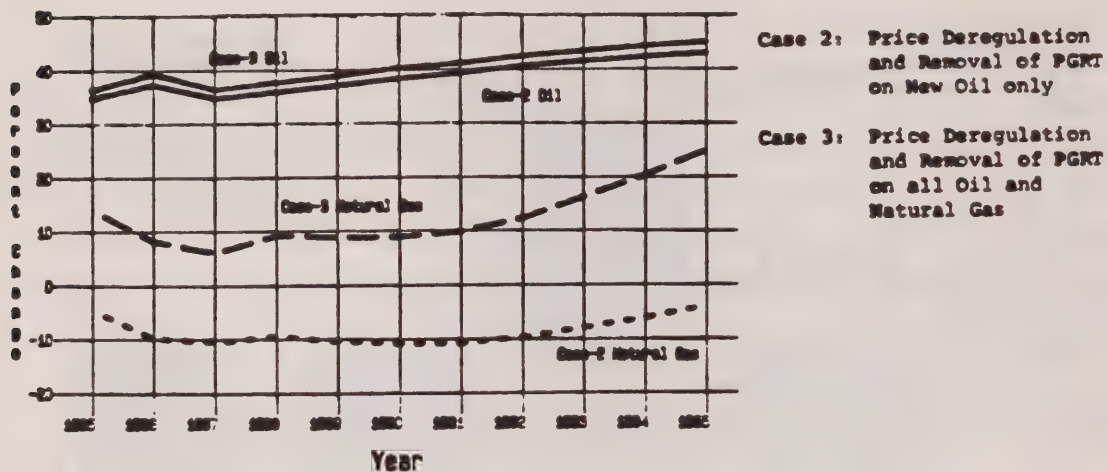


Figure 10

Effects of Alternative Energy Tax-Pricing Policies  
on Cumulative Revenue Shares, 1985-95

(Level Change from the Base Case)

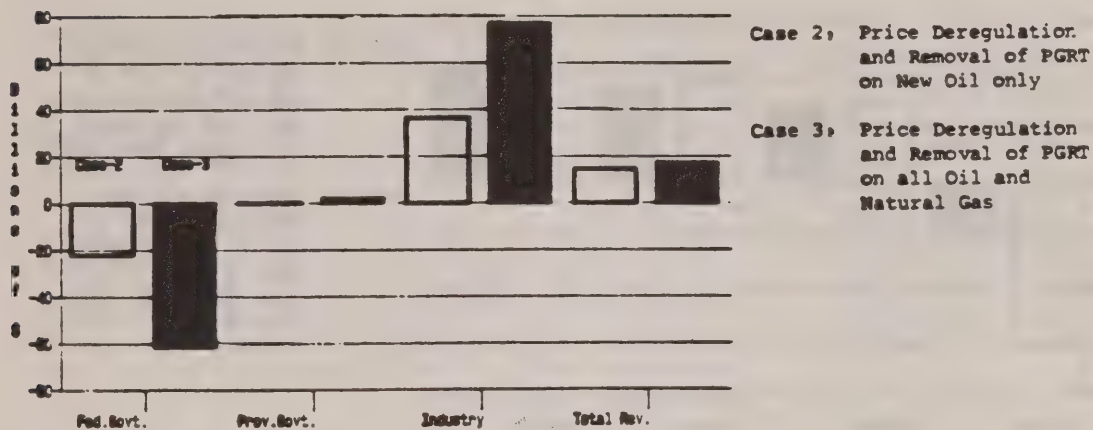


Figure 11

Effects of Alternative Energy Tax-Pricing Policies  
on Cumulative Revenue Shares, 1985-95

(Level Change from the Base Case)

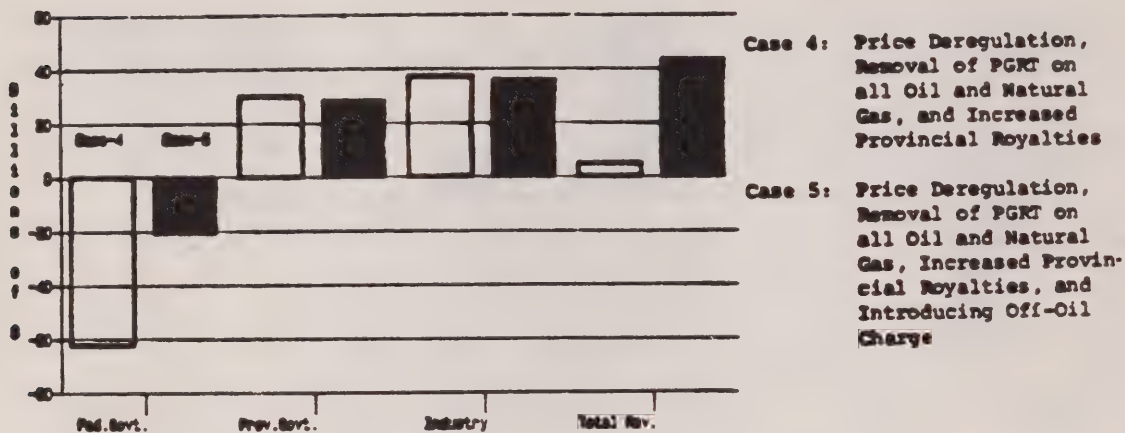




Figure 12

Effects of Alternative Energy Tax-Pricing Policies  
on Imports of Crude Oil, 1985-95

(Percent Change from the Base Case)

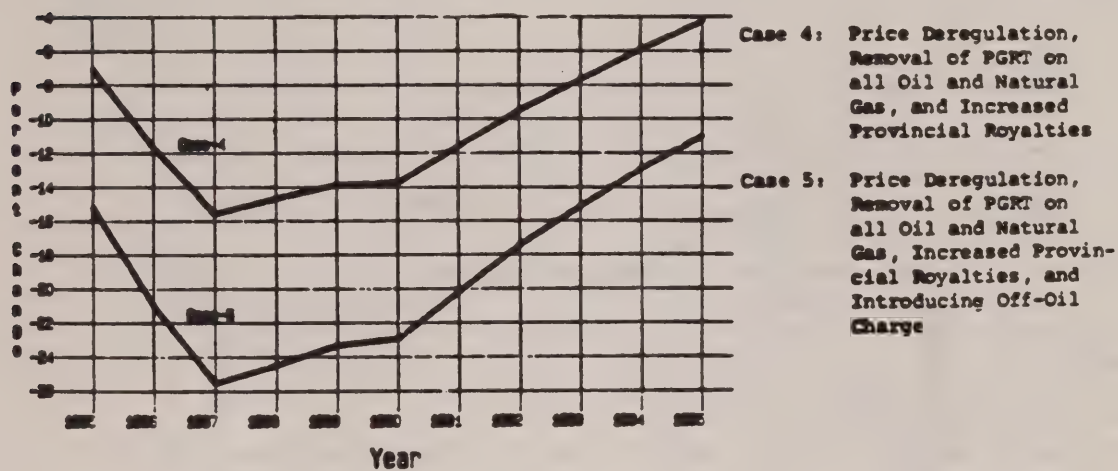


Figure 13

Effects of Alternative Tax-Pricing Policies  
on Rate of Inflation, 1985-95

(Level Change from the Base Case)

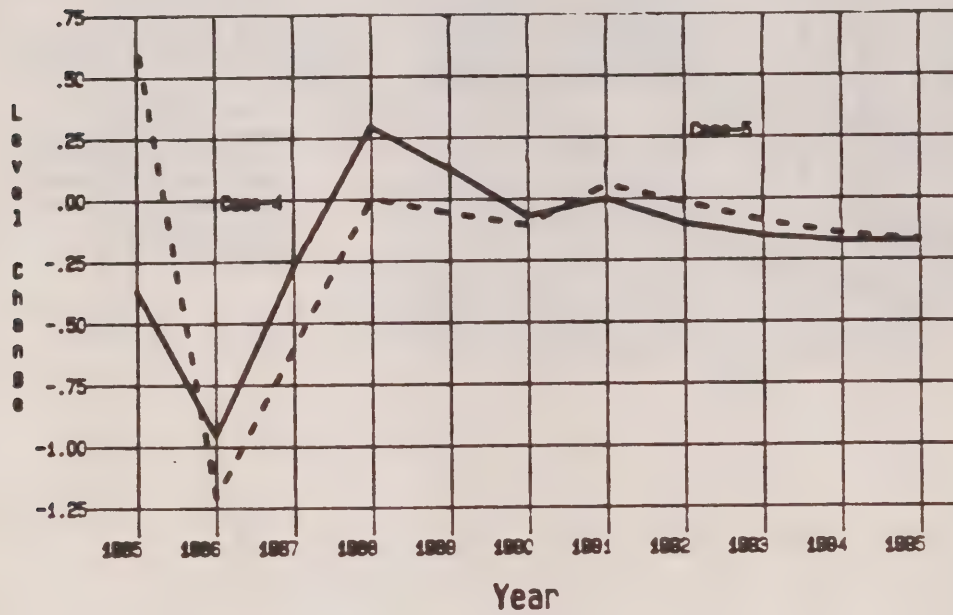


FIGURE 14

SOCIAL COSTS FOR BOOKED RESERVES OF CONVENTIONAL CRUDE OIL IN THE GROUND  
(1957-1979)

\$ PER BARREL (1981 \$)

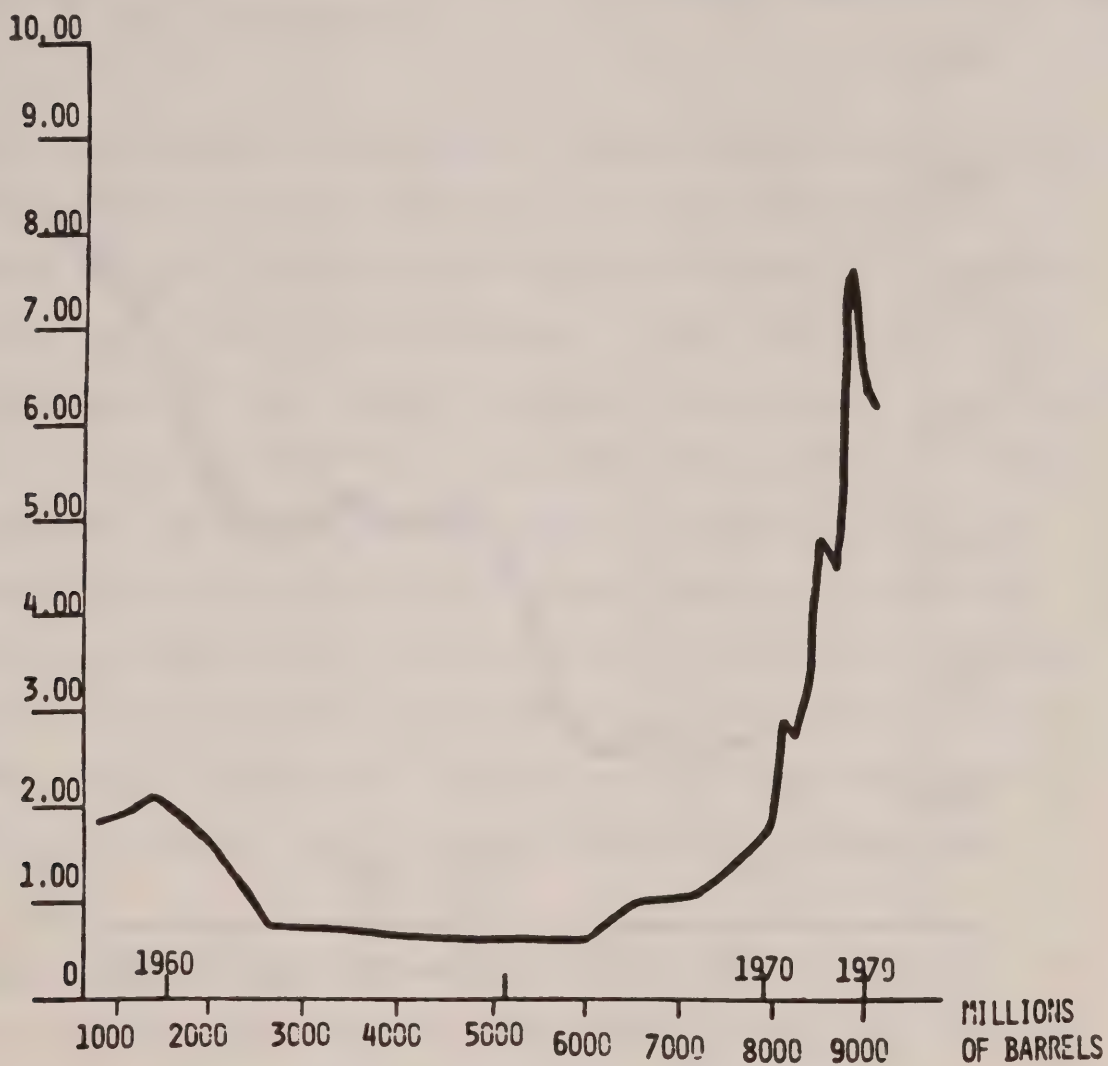
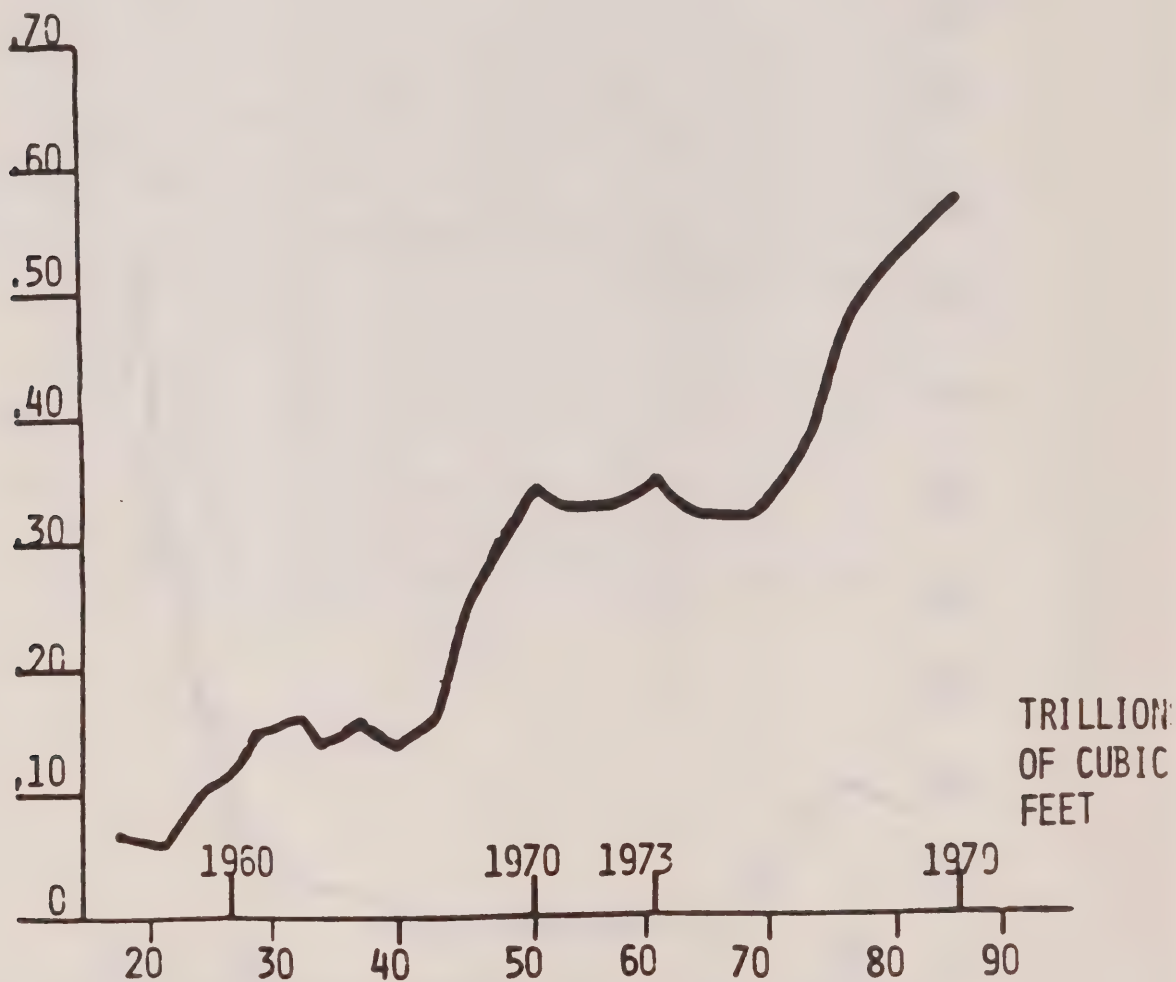




FIGURE 15

SOCIAL COSTS FOR BOOKED RESERVES OF NATURAL GAS IN THE GROUND  
(1957-1979)

\$/MCF IN THE GROUND (1981 \$)



### Control Solution - Assumptions

- The nominal world price of oil was assumed to be U.S. \$29.00 per bbl (fob Gulf) in 1983 and then assumed to grow at the rate of U.S. inflation.
- The currently announced energy taxation and pricing policies are retained according to which oil discovered before March 31, 1974 receives 75 per cent of the New Oil Reference Price (NORP) but is never allowed to fall below \$29.75/bbl. Natural gas at the Toronto City Gate is priced at 65 per cent btu-parity with domestic oil to the end of 1984. In 1985-86, producers receive annual increases of 50¢/mcf and the btu parity price is allowed to rise once the Natural gas and gas-liquid tax (NGGLT) falls to zero. After 1986, producers forego any increases in the wellhead price until 65 per cent btu parity is regained. Btu-parity again increases in the 1990s to reflect the increasing scarcity of natural gas.
- Approved export quantities of natural gas were reduced over the 1983-87 period to reflect softness in the U.S. market as were natural gas export prices.
- It was assumed that no new oilsands plants or frontier sources come on stream.

- Real growth and inflation in other OECD countries was assumed to follow the U.S.





Economic Council  
of Canada

ANNEXE "ENR-10A"

Conseil économique  
du Canada

---

MÉMOIRE SOUMIS PAR LE  
PRÉSIDENT DU CONSEIL ÉCONOMIQUE  
DU CANADA AU COMITÉ SÉNATORIAL  
PERMANENT DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES  
NATURELLES

Date

OTTAWA, 1<sup>er</sup> 24 mai 1984

---

Suite à la demande du Comité sénatorial permanent, qui souhaite recevoir des mémoires dans le cadre de son examen du Programme énergétique national, j'aborderai trois des questions proposées par le Comité. Ce sont : les progrès accomplis en ce qui a trait à la sécurité de nos approvisionnements énergétiques d'ici 1990, l'incidence du régime fiscal et des règlements adoptés dans le cadre du PEN et les modifications éventuelles qu'on pourrait apporter au PEN en vue de mieux l'adapter au nouvel environnement énergétique. Je m'arrêterai en premier lieu sur les aspects macroéconomiques de ces questions.

Au fil des ans, on a constaté que les liens entre l'évolution du secteur énergétique et les variables macroéconomiques sont très étroits. Les fluctuations des prix de l'énergie ont été assez fortes pour influencer l'indice du niveau général des prix; les investissements énergétiques peuvent affecter le niveau global de l'emploi et de la production, voire les taux d'intérêt; les exportations et les importations d'énergie sont assez importantes pour modifier la balance des paiements globale et le taux de change; enfin, les recettes fiscales tirées du secteur de l'énergie sont assez considérables pour influencer sur le niveau du déficit gouvernemental et, partant, sur celui des taux d'intérêt. Naturellement, les prix, la production, l'emploi et les taux

d'intérêt se répercutent sur le niveau de l'offre et de la demande dans le secteur de l'énergie.

Compte tenu de ces liens étroits qui existent entre le secteur de l'énergie et l'économie en général, nous avons cherché à évaluer l'incidence que de nouvelles stratégies en matière d'imposition et de tarification pourraient avoir sur l'économie canadienne dans son ensemble et sur l'industrie pétrolière à moyen terme. Ce travail comporte deux volets. Le premier a trait à la déréglementation des prix du pétrole et du gaz naturel et à ses effets probables sur l'économie et sur l'industrie pétrolière, tandis que le second touche à la déréglementation des prix accompagnée de modifications au régime d'impôts et de redevances.

La déréglementation des prix pétroliers et gaziers a un caractère de pertinence tout particulier de nos jours, puisqu'il semble bien que nous avons la possibilité de compenser des prix pétroliers un peu plus élevés par des prix gaziers plus faibles. Cette possibilité est compatible avec les équilibres actuels entre l'offre et la demande sur le marché.

À titre d'illustration nous examinons ensuite les modifications qu'on pourrait apporter au régime d'impôts et de



redevances. Nous analysons les effets de diverses mesures fiscales sur les recettes du gouvernement fédéral. D'une façon générale les différents scénarios proposés se traduisent par un accroissement des recettes revenant à l'industrie, ainsi que par un transfert de recettes publiques du palier fédéral aux provinces productrices. Nous précisons cependant qu'il n'est pas dans notre propos, en présentant ces simulations, de recommander que le partage actuel des recettes publiques entre les deux échelons soit modifié. Ces scénarios ont pour but d'illustrer les potentialités industrielles et macroéconomiques, et si la répartition relative des soldes publics devait rester inchangée, les gouvernements concernés devraient négocier de nouveaux accords. En outre, il convient de noter que tous les gouvernements ont un solde positif au titre de l'énergie. Ainsi, les recettes nettes du fédéral provenant de l'industrie pétrolière atteignent actuellement de 3 à 4 milliards de dollars par année.

À partir du modèle MACE (MACRO-Energy), mis au point par le professeur J. F. Helliwell et son équipe de l'Université de la Colombie-Britannique, nous avons effectué les simulations suivantes : déréglementation des prix du pétrole et du gaz naturel; abolition de la TRPGN sur le nouveau pétrole; abolition de la TRPGN sur tout le pétrole et le gaz naturel;

augmentation des redevances provinciales; et imposition d'une redevance de conversion sur les produits pétroliers.

Nous avons évalué les effets de ces politiques en établissant un scénario de référence, dans lequel nous avons ensuite introduit ces mesures. Nous avons postulé que le prix mondial nominal du pétrole est de 29 \$ U.S. le baril (fob golfe Persique) en 1983, puis qu'il suivra le taux d'inflation aux États-Unis, dont on a fixé la moyenne hypothétique à 6 % pour la deuxième moitié de la décennie. Les politiques fiscales et la réglementation courantes du PEN ont été retenues dans le scénario de référence. Les détails des hypothèses faites au sujet des variables exogènes figurent en annexe.

J'aborde maintenant les scénarios proposés et les résultats des simulations. Je dois souligner que les résultats sont exprimés en dollars courants ou en pourcentages.

#### Simulation #1 - Déréglementation des prix du pétrole et du gaz naturel

Quelles seraient les répercussions probables d'une politique établissant le prix de tout le pétrole au cours mondial à compter de 1985, et qui s'accompagnerait d'une

déréglementation graduelle des prix canadiens du gaz naturel (déréglementation des prix) ? Il y a deux prémisses fondamentales au coeur de ce scénario. D'abord, la valeur d'opportunité du pétrole canadien, pour l'ensemble de l'économie canadienne, est le prix mondial du pétrole. Ensuite, les prix du gaz naturel ne reflètent pas le fait que l'offre sur le continent nord-américain est présentement excédentaire. Après la déréglementation, les prix du gaz tomberaient donc à un niveau qui se situerait à environ 50 % de la parité btu avec les prix du pétrole Toronto en 1987. Nous prévoyons qu'une politique de déréglementation des prix du pétrole, accompagnée d'une déréglementation progressive des prix du gaz naturel, nous rendrait moins tributaires du pétrole, accroîtrait le recours à de nouvelles sources d'énergie et stimulerait la production pétrolière au Canada, tout en menant à une expansion de l'utilisation du gaz naturel.

Les résultats de la simulation indiquent que la déréglementation simultanée des prix du pétrole et du gaz naturel aurait pour effet global de faire baisser l'ensemble des prix de l'énergie, entraînant ainsi une diminution du taux d'inflation et une accélération de la croissance de l'économie canadienne. Le taux global d'inflation, mesuré à l'aide de l'indice des prix du PNB, pourrait tomber d'environ 0,5 point



de pourcentage en 1985 et de 1 point en 1986. Le PNB réel pourrait augmenter d'environ 0,6 % par an en moyenne entre 1985 et 1990 (voir le tableau 1). Les figures 1 et 2 indiquent les résultats pour le PNB réel et le taux d'inflation. Le chômage - qui atteint aujourd'hui environ 1,5 million de personnes - diminuerait au cours des prochaines années et on verrait se créer jusqu'à 100 000 nouveaux emplois.

La déréglementation modifierait la composition de la demande d'énergie et l'offre de pétrole et de gaz naturel. Cela aurait de profondes conséquences pour les investissements énergétiques en termes réels. Comparée au maintien des contrôles sur les prix du pétrole et du gaz, la déréglementation ferait augmenter le prix moyen du pétrole consommé au Canada d'environ 1 \$ le baril en 1985. La demande de pétrole tomberait en moyenne de 4 % à la fin des années 80, alors que celle de gaz naturel augmenterait de quelque 14 %. Cela amènerait une diminution de 8 % à 10 % des importations de pétrole et améliorerait légèrement la balance commerciale au titre de l'énergie. La figure 3 illustre les effets de la déréglementation sur les importations de pétrole brut.

Du côté de l'offre, nos résultats indiquent que cette politique stimulerait la production de pétrole au Canada et

favoriserait la prospection et la mise en valeur du pétrole au cours des prochaines années. La production de gaz augmenterait également, mais on pourrait assister à une diminution des investissements de prospection et de mise en valeur (voir la figure 4). Les résultats montrent que la hausse des investissements mènerait à la découverte de nouvelles réserves de pétrole dans les régions non pionnières.

Suite à la chute des prix du gaz naturel, les producteurs seraient moins portés à chercher de nouvelles réserves, tandis que leurs recettes globales diminueraient. Comme il ressort du tableau 3, la baisse relative des investissements dans ce secteur serait légèrement supérieure à l'augmentation des investissements pétroliers et le chiffre global des investissements réels diminuerait légèrement (voir le tableau 1). La figure 5 indique quelles seraient les répercussions de la déréglementation des prix sur l'investissement dans le pétrole et le gaz. Dans cette simulation, on postule que le prix du gaz naturel (parité btu) aux portes des villes tombera à 50 % en 1987 et demeurera à ce niveau jusqu'en 1990. Au cours des années 90, le ratio de parité btu amorcerait une remontée, avec la réduction ou l'élimination de l'excédent de gaz naturel. En 1995, la parité serait revenue à 65 % et elle augmenterait par la suite.

Le total cumulé des liquidités de l'industrie, après impôts, redevances et frais d'exploitation mais avant investissement, augmenterait d'environ 6,7 milliards de dollars au cours de la période 1985-1995 (voir la figure 6 et le tableau 4). Même si ces liquidités augmentaient par suite de la déréglementation des prix, les recettes fédérales et provinciales diminueraient si l'on suppose que les taux des redevances et d'imposition demeuraient aux niveaux actuels. Comme on peut le voir au tableau 5, les résultats indiquent que le gouvernement fédéral perdrait au total 8,6 milliards de dollars en recettes cumulées sur la période 1985-1995, contre 6,3 milliards pour les provinces. La baisse des recettes fiscales fédérales découle principalement de la diminution des rentrées d'impôt sur le revenu des producteurs de pétrole, suite à la hausse de l'amortissement de leurs investissements, tandis que les recettes provinciales seraient réduites à cause de la diminution des redevances provinciales sur le gaz.

#### Simulation #2

Quels seraient les effets de la déréglementation des prix accompagnée, à partir de 1985, de l'abolition de la TRPG sur le nouveau pétrole seulement ?



On soutient généralement que la TRPGN prélève une part des recettes de production, plutôt qu'une part des profits ou les profits dépassant la normale. C'est là, en fait, une redevance fédérale mal conçue. Comme elle a pour effet de réduire les rendements nets (après impôts) des producteurs de pétrole et de gaz naturel, elle ne favorise pas la prospection et la mise en valeur de nouvelles réserves. Une première mesure corrective pourrait consister à en exempter le nouveau pétrole. L'abolition de la TRPGN sur tout le pétrole canadien présentement soumis au prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) aurait pour effet d'accroître l'incitation à la recherche de nouveau pétrole tout en réduisant au minimum les pertes de recettes du gouvernement fédéral. Elle constituerait également un moyen d'éliminer progressivement la TRPGN sur tout le pétrole à mesure que s'épuiseraient les stocks de vieux pétrole.

Les résultats de la simulation indiquent un accroissement sensible de l'offre de la part des producteurs de pétrole et de gaz, ainsi qu'une hausse de 32,7 milliards de dollars des liquidités cumulées de l'industrie sur la période 1985-1995 (voir le tableau 4). Les nouvelles réserves de pétrole et l'investissement dans le pétrole classique des régions non pionnières augmenteraient sensiblement, comparativement aux niveaux du scénario de référence (voir les figures 8 et 9).

L'abolition de la TRPGN sur le nouveau pétrole ne stimulerait pas aussi fortement l'investissement dans le nouveau gaz, mais l'investissement réel dans le domaine de l'énergie augmenterait néanmoins de plus de 1 % (tableau 1). La hausse modeste des investissements énergétiques aurait des retombées positives sur la croissance réelle et sur l'emploi dans l'ensemble de l'économie, alors que l'augmentation de l'offre de pétrole réduirait les importations et aurait des effets positifs sur la balance au compte courant et sur le taux de change.

L'abolition de la TRPGN sur le nouveau pétrole seulement se répercuterait sur l'ensemble de l'économie par ses effets sur les soldes publics. Les résultats indiqués au tableau 5 montrent que le gouvernement fédéral perdrait environ 22 milliards de dollars en recettes cumulées sur la période 1985-1995. Les recettes provinciales ne bougeraient pas, tandis que les recettes cumulées de l'industrie progresseraient de 36,4 milliards sur la période 1985-1995 (voir la figure 10). Donc, bien que la situation de l'offre et des grandes variables macroéconomiques serait améliorée, le déséquilibre qui se produirait dans les recettes des participants indique qu'on pourrait envisager d'autres politiques intermédiaires, comme la transformation de la TRPGN

en taxe sur les profits incorporant les déductions pour le coût en capital et les frais d'exploitation.

### Simulation #3

Dans un cas extrême, examinons les effets probables de la déréglementation des prix, accompagnée de l'abolition de la TRPGN sur tout le pétrole et le gaz naturel, au début de 1985. Les résultats indiquent que le gouvernement fédéral perdrait plus de 61 milliards en recettes cumulées sur la période 1985-1995 du fait de l'abolition de la taxe. Les recettes des provinces augmenteraient d'une fraction (1,6 milliard de dollars), tandis que les recettes cumulées de l'industrie croîtraient de 76,7 milliards sur la période 1985-1995 (voir le tableau 5 et la figure 10).

L'augmentation des recettes de l'industrie, qui se ferait au détriment du Trésor fédéral, pourra requérir des interventions intermédiaires. En outre, le degré élevé de contrôle étranger dans l'industrie énergétique du Canada continue de susciter des inquiétudes. D'un autre côté de telles mesures contribueraient évidemment à stimuler l'économie.

S'agissant de l'offre, les résultats montrent que cette politique aurait un effet positif important sur les



découvertes de réserves de pétrole et de gaz naturel. Les effets sur l'offre de nouveau pétrole classique seraient à peu près les mêmes que ceux de l'abolition de la TRPGN sur le nouveau pétrole seulement (voir la figure 8).

#### Simulation #4

Les résultats de la simulation #3 indiquent que l'abolition de la TRPGN sur tout le pétrole et le gaz naturel se traduirait par le transfert de recettes importantes du gouvernement fédéral aux entreprises productrices. On pourrait contourner cette difficulté en augmentant les taux des redevances provinciales. Nous avons introduit cette possibilité dans le système, parce que l'abolition de la TRPGN permet de recueillir des redevances qui, autrement, reviendraient à l'industrie du pétrole. Pour simplifier la simulation, nous avons postulé une hausse des taux de redevances à la fois sur le pétrole et sur le gaz naturel, mais une analyse plus fine accroîtrait probablement les redevances pétrolières tout en abaissant les redevances gazières. Les provinces pourraient accepter de partager les redevances avec le gouvernement fédéral. La simulation examine la question suivante : qu'arriverait-il si la déréglementation des prix était conjuguée à l'abolition de la TRPGN et qu'on relevait les taux des redevances provinciales ?

Dans cette simulation, les taux des redevances provinciales sont majorés à compter de 1985 pour la production de pétrole classique, de pétrole synthétique et de gaz naturel, l'objectif étant de récupérer les deux tiers des recettes perdues au titre de la TRPGN. Cela signifie que la stimulation de l'offre découlant de l'abolition de la TRPGN ne serait pas complètement éliminée mais que les recettes revenant à l'industrie seraient amoindries.

Les résultats indiquent que, sur la période 1985-1995, l'augmentation des redevances provinciales permettrait de reprendre environ les deux tiers des recettes perdues au titre de la TRPGN. Mais cela reviendrait tout simplement à transférer des recettes publiques d'un palier de gouvernement à l'autre (voir la figure 11).

Du point de vue macroéconomique, les investissements énergétiques réels et le taux d'inflation seraient inférieurs, et les importations de pétrole brut supérieures, aux résultats produits par la simulation précédente. Le PNB réel serait supérieur de 0,75 %, en moyenne, au chiffre du scénario de référence, comparativement à 0,95 % dans la simulation #3 (voir le tableau 1).

Simulation #5

Il ressort clairement de la simulation #4 qu'il se produirait effectivement un transfert de recettes du gouvernement fédéral aux provinces et à l'industrie. Il est intéressant d'examiner deux scénarios permettant de réduire la perte de recettes pour le gouvernement fédéral. D'abord, au lieu d'abolir la TRPGN sur tout le pétrole et le gaz naturel, on pourrait la rendre plus sensible aux profits de l'industrie en prévoyant la déduction des coûts en capital ainsi que des frais d'exploitation. Le gouvernement fédéral pourrait ainsi continuer de taxer la production pétrolière et gazière. En second lieu, le gouvernement fédéral pourrait envisager la possibilité d'imposer une redevance de conversion sur les produits pétroliers seulement. Cela répercuterait la taxe fédérale sur la consommation.

La redevance de conversion accroîtrait la sécurité des approvisionnements pétroliers grâce à la réduction de la demande intérieure de pétrole. Elle augmenterait en même



temps le prix du pétrole par rapport à celui du gaz naturel, ce qui aurait également pour effet d'abaisser la demande de pétrole en faveur du gaz naturel. Elle présenterait enfin l'avantage de compenser, du moins partiellement, la perte de recettes fédérales au titre de la TRPGN.

La simulation #5 retient cette dernière option. Les résultats de la première option ne sont pas encore disponibles. Dans la simulation, nous posons la question suivante : qu'arriverait-il si la déréglementation des prix se poursuivait, si la TRPGN était abolie, si les taux des redevances provinciales augmentaient et si l'on imposait une redevance de conversion sur les produits pétroliers seulement ? Ce scénario indique le cas extrême où le gouvernement fédéral occuperait une partie du champ fiscal au niveau de la vente au détail, laissant les provinces dominer le niveau de la production. Dans cette simulation, on suppose que l'un des objectifs de la redevance de conversion du gouvernement fédéral est de remplacer en grande partie les pertes de recettes au titre de la TRPGN.

Les résultats indiquent que l'adoption de ces mesures aurait les effets suivants : au cours de la première année, le PNB réel reculerait d'une fraction et l'inflation augmenterait

légèrement; par la suite, ces mesures pourraient engendrer une croissance économique non inflationniste.

Le principal effet de cet ensemble de mesures est de réduire la demande de pétrole de 5 % par an, en moyenne, par rapport au scénario précédent, où il n'y avait pas de redevance de conversion. L'augmentation des approvisionnements intérieurs en énergie et la conservation du pétrole provoqueraient une baisse des importations de pétrole d'environ 20 % dans les années 80 (voir la figure 12). La balance commerciale au titre de l'énergie s'accroîtrait de plus d'un tiers d'ici 1990. Les résultats indiquent que, par rapport au scénario de référence, l'effet sur le prix du pétrole à la consommation se chiffrerait à environ 7 %, en moyenne, jusqu'en 1990 (tableau 2).

Les effets sur la mise en valeur de nouvelles réserves de pétrole et de gaz seraient à peu près identiques à ceux qui se dégagent du scénario précédent, mais les mesures comprises dans la simulation #5 contribueraient à réduire les pertes de recettes gouvernementales. Au cours de la période 1985-1995, les recettes fédérales diminueraient encore de 12 milliards de dollars par rapport au scénario proposant la déréglementation des prix du pétrole, accompagnée d'une déréglementation progressive des prix du gaz naturel (simulation #1). En

effet, la redevance de conversion ne suffirait pas à compenser les recettes perdues au titre de la TRPGN, surtout parce que le consommateur délaisserait le pétrole, lui préférant le gaz naturel. Les recettes provinciales augmenteraient de 28,1 milliards, presque uniquement en raison de l'augmentation des paiements au titre des redevances (voir le tableau 5 et la figure 11).

Pour résumer, je signale de nouveau que nos scénarios ont été conçus de façon à illustrer les possibilités et les potentialités de l'économie dans son ensemble et de l'industrie pétrolière. Il s'en dégage des orientations possibles pour de nouvelles mesures de politique énergétique, sans toutefois en présenter les détails. J'ose espérer que cette approche simplifiée aux options possibles dans ce domaine vous sera utile. S'il faut interpréter avec prudence le niveau absolu des résultats, leur orientation générale revêt une certaine importance pour l'économie et, je l'espère, pour vos délibérations.

Je passe maintenant aux aspects microéconomiques des questions soulevées par le Comité. À cette fin, je m'inspirerai d'un certain nombre d'études effectuées par l'équipe de recherche du Conseil économique sur l'énergie.



Ces études, dont quatre sont déposées aujourd'hui, sont énumérées dans l'annexe ci-jointe.

La première dont je veux parler donne une estimation des coûts de la découverte et de la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz classiques en Alberta. Les auteurs ont attaché une attention toute particulière à la répartition des dépenses globales de l'industrie entre le pétrole et le gaz.

Comme on le voit aux figures 14 et 15, d'abord pour le pétrole et ensuite pour le gaz, les coûts ont augmenté au cours des deux dernières décennies. Les coûts des réserves de pétrole dans le sol ont connu une accélération plus grande que ceux du gaz. Cependant, les coûts, sans les taxes et les redevances, demeurent bien en deçà de ce que nous coûtent les importations de pétrole.

Bien que le coût de l'exploitation des réserves de pétrole et de gaz classiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest augmente, nous croyons que l'addition de nouvelles réserves sera fonction des mesures d'incitation qu'on adoptera.

Pour avoir une idée d'ensemble de l'ampleur des répercussions que, selon nous, le régime fiscal et la réglementation auront sur le pétrole et le gaz et sur les

approvisionnement futurs, nous passons aux deux études suivantes dans la liste figurant en annexe. Ces études considèrent les effets que diverses mesures d'incitation peuvent avoir sur l'offre de pétrole brut et de gaz naturel classiques de l'Alberta.

Prenons tout d'abord le cas du pétrole. Nos études indiquent que l'incitation à la prospection et à la mise en valeur de nouvelles réserves de pétrole léger est très faible dans un grand nombre des horizons et régions géologiques de l'Alberta dans le cadre du régime fiscal actuel et de l'application du prix de référence du nouveau pétrole (PRNP).

Nous estimons toutefois que le bassin offre la possibilité de nouvelles découvertes importantes et que l'exploitation de nouvelles réserves sera liée à l'évolution des mesures d'incitation. On peut, par exemple, envisager une diminution des taxes qui se traduirait par une augmentation de 30 % du prix attendu pour les réserves dans le sol. Les auteurs des études indiquent que l'incitation accrue qui découlerait de cette mesure pourrait mener à un accroissement des réserves de pétrole brut léger se chiffrant à plus de 200 millions de barils. Cette augmentation est en sus des plus récentes prévisions de l'ONE pour les additions qui pourraient venir de la découverte de pétrole léger classique.

Dans une autre étude, nous avons examiné de près la capacité de réaction de l'offre de gaz classique en Alberta. Nous avons constaté que l'offre de gaz répond encore mieux que l'offre de pétrole au changement des niveaux de rentabilité. Avec une hausse de 30 % du prix attendu pour les réserves dans le sol, nous prévoyons une augmentation d'environ 36 % des réserves possibles de gaz. Nous avons aussi constaté que la structure de coût propre à l'offre de gaz dans des formations déterminées permet de croire que les approvisionnements ont une élasticité inhérente sur une vaste gamme de volumes et qu'ils évolueront largement en fonction des politiques adoptées.

Passons maintenant à la récupération de pétrole assistée, aux sables bitumineux et aux régions éloignées, dites "pionnières". Je veux parler d'un certain nombre d'évaluations de projet effectuées par l'équipe de recherche sur l'énergie, qui les a entreprises dans l'intention générale de déterminer la rentabilité possible de ces projets, mais plus particulièrement afin d'examiner, par des analyses de liquidités, si les régimes fiscaux passés et actuels sont appropriés.

Je signale que les évaluations des projets ont été effectuées à l'aide de données fournies par Amoco Canada



Petroleum Limited, Shell Canada Limitée, BP Explorations Canada, Dome Petroleum Limitée, Gulf Canada Resources, Inc., et le directorat du pétrole de Terre-Neuve. Ces entreprises nous ont procuré des données sur les besoins techniques et financiers des projets, mais les hypothèses utilisées dans les études, ainsi que les conclusions auxquelles sont parvenus leurs auteurs, sont évidemment la seule responsabilité de ces derniers.

### Récupération de pétrole assistée

Nous avons examiné quatre projets de récupération d'hydrocarbures de pétrole léger par injection de substances miscibles et d'un projet expérimental de récupération assistée de pétrole lourd. Les projets jugés représentatifs des projets de récupération assistée qui sont disponibles comprennent ceux de South Swan Hills, de Nipisi Gilwood, de Violet Grove AB Lease, de Fenn Big Valley et de Lindbergh.

À la lumière de nos résultats, nous estimons que la rentabilité de ces projets varie considérablement de l'un à l'autre. Les coûts sociaux de la production de pétrole par récupération assistée vont de 13 \$ à 25 \$ le baril. Le "coût social" est défini dans ce contexte comme le coût global que l'industrie doit assumer, moins les impôts et les redevances.

Bien que certains projets semblent très rentables, compte tenu des rendements nets actuels, bon nombre sont marginaux. Certains de ces derniers pourraient avoir accès à des réserves considérables en place si on en améliorait la rentabilité. Notre analyse indique qu'on pourrait accroître sensiblement les réserves grâce aux projets marginaux en améliorant la rentabilité des projets de récupération assistée. On trouvera les détails de ces projets dans le document consacré à cette question.

### Sables bitumineux

En ce qui concerne les projets de mise en valeur des sables bitumineux, nous avons examiné le grand projet minier Alsands et celui de Wolf Lake, petite exploitation in situ.

L'étude des sables bitumineux a fait un examen très minutieux des facteurs qui ont abouti à l'abandon du projet Alsands. Les détails de l'accord fiscal offert à Alsands ont été étudiés de très près, tout comme les coûts très élevés de ce mégaprojet. Notre estimation du coût d'offre social du pétrole brut synthétique provenant du projet Alsands se situe entre 45 \$ et 50 \$ le baril (en dollars de 1983). Il aurait fallu une progression des prix réels de 2 % à 4 % par an pour maintenir le seuil de rentabilité du projet.

Ayant constaté que, même avec les cautionnements considérables offerts à Alsands, on ne pourrait tirer des approvisionnements importants de sables bitumineux exploitables, nous avons été amenés à adopter une approche plus pragmatique à l'égard des sables bitumineux et de la politique relative à cette source d'énergie. Les petits projets in situ, comme celui de Wolf Lake, qui sont assujettis à un ensemble de mesures fiscales plus ou moins uniformes, nous paraissent convenir davantage au contexte actuel.

Notre analyse du projet de Wolf Lake révèle, compte tenu de la stabilité des prix actuels en termes réels, que c'est un projet qui pourra faire ses frais. Cependant, le régime fiscal applicable à ce projet semble très sensible à la conjoncture et il contribuera donc à en maintenir la rentabilité, même si le contexte conjoncturel devait se dégrader.

### Les régions pionnières

Notre analyse des exploitations des régions pionnières comprend des projets dans la mer de Beaufort et au large de la côte est. Nos résultats, en ce qui concerne les projets de la mer de Beaufort, nous amènent à croire que, même si les opérations comportent des risques extrêmes, elles semblent



présenter des possibilités d'obtenir du pétrole à un coût relativement faible qui se comparerait assez bien à ceux du pétrole provenant de sources plus classiques. Selon la taille du réservoir et le type de système de production postulé, les coûts estimatifs de l'approvisionnement en pétrole de la mer de Beaufort livré à Montréal se situent entre 15 \$ et 40 \$ le baril (en dollars de 1983). Ces chiffres s'appliquent au "coût de demi-cycle", qui comprend les coûts de mise en valeur et de production, mais non pas les dépenses de prospection. Dans notre analyse, nous avons examiné des projets limités à une seule "île" de production, ainsi que des projets comportant plus d'une "île".

Le seuil de rentabilité de la production et de la livraison de pétrole de la mer de Beaufort à Montréal se situe dans la fourchette d'environ 215 à 620 millions de barils, sans les taxes et les redevances, pour un projet comportant une seule île de production. D'après nos résultats, on peut conclure que le seuil de rentabilité d'un réservoir dépendrait beaucoup des prix, du régime fiscal et des systèmes de production utilisés.

Dans le cas des exploitations au large de la côte est, nous avons examiné les aspects économiques du champ Hibernia et du champ gazéifère Venture. Selon nos estimations, le pétrole

d'Hibernia, en supposant un coût raisonnable pour une plate-forme de production convenable, pourrait être produit et livré à Montréal à un coût social d'environ 15 \$ le baril (en dollars de 1983). Cette estimation pourrait changer, en raison de l'incertitude quant aux aspects technologiques et géologiques de ce champ. Cependant, nous croyons qu'il y a des possibilités pour du pétrole à faible coût en provenance d'Hibernia.

Le gaz naturel de Venture est un gaz relativement coûteux, dont le coût social à la porte de l'usine se situe juste en deçà de 4 \$ par MPC (en dollars de 1983). La rentabilité du champ est marginale tout au plus, mais elle pourrait s'améliorer advenant une augmentation des prix à l'exportation, l'ouverture de nouveaux marchés, et la découverte d'autres réserves à productivité élevée.

On peut voir au tableau 6 un sommaire des coûts d'offre sociaux.

### Conclusions

Voilà donc certains des résultats des travaux entrepris par l'équipe de recherche sur l'énergie du Conseil. Trois conclusions principales se dégagent du côté des effets

macroéconomiques d'une réorientation éventuelle de la politique. Premièrement, la déréglementation des prix pétroliers, accompagnée d'une mesure semblable mais plus graduelle pour le gaz naturel, aurait un effet déflationniste et stimulerait la croissance économique. Elle favoriserait en outre la production canadienne de pétrole, réduirait les importations et encouragerait la recherche et la mise au point de nouvelles sources d'énergie.

La réglementation actuelle des prix encourage les producteurs à croire que les subventions à la production seront maintenues, ce qui amène les consommateurs à différer leurs efforts en vue de conserver l'énergie et à décourager la mise au point, par le secteur privé, de sources d'énergie autres que le pétrole. La déréglementation des prix provoquerait un renversement de ces tendances. Elle mettrait en lumière la nécessité de réduire la consommation de pétrole et d'accroître les efforts des producteurs en matière de prospection et de mise en valeur. En simplifiant l'attitude de l'État en matière de tarification, elle devrait également favoriser un climat de confiance dans les industries énergétiques.

Deuxièmement, l'élimination de la TRPGN sur le pétrole nouveau ou sa transformation en un impôt sur les bénéfices



(par l'incorporation des déductions pour le coût en capital ainsi que les frais d'exploitation) favoriserait la prospection, la mise en valeur et l'accroissement de l'offre de pétrole.

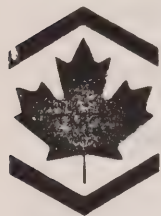
Troisièmement, nos simulations indiquent qu'un nouvel ensemble de mesures touchant à la tarification, aux redevances et aux impôts favoriserait la croissance économique, une gestion plus efficace de nos ressources énergétiques et la réalisation de l'objectif de sécurité des approvisionnements en énergie. Il faudra cependant que le gouvernement fédéral et les provinces s'entendent pour résoudre le problème du partage des recettes, comme le démontre notre simulation #5.

Notre analyse microéconomique nous amène à conclure que l'offre d'hydrocarbures est sensible aux facteurs économiques. En fait, cette conclusion est un élément clé de notre analyse macroéconomique. Il importe donc que nous disposions d'un régime fiscal et réglementaire qui soit approprié aux exigences de rentabilité de chacune des industries énergétiques. Nous formulons une mise en garde contre la surtaxation des projets marginaux. Cette mise en garde s'applique aussi bien aux projets relatifs au nouveau pétrole classique et aux projets gaziers du bassin sédimentaire de l'Ouest. S'il s'agit là de sources d'énergie moins coûteuses que le pétrole importé, elles n'entraînent pas moins des

dépenses considérables pour l'industrie. Nous suggérons que les régimes fiscaux actuels soient mieux adaptés aux exigences de rentabilité de la prospection et de la mise en valeur des hydrocarbures.

Compte tenu de ces observations, nous proposons que la TRPGN fasse l'objet d'un nouvel examen dans le contexte de la mise en valeur complète des ressources du Canada en hydrocarbures. Cette remarque s'applique aussi bien aux provinces qu'au régime relatif aux Terres du Canada.

Enfin, nos analyses microéconomiques révèlent une vaste gamme de coûts d'approvisionnement et la présence de différents niveaux d'incertitude dans les régions à l'égard de différentes sources d'énergie. Ces caractéristiques introduisent dans l'industrie pétrolière une complexité qui met en évidence la nécessité de disposer de régimes fiscaux qui ne soient pas trop détaillés et qui puissent être durables. En raison de ces caractéristiques, il est également très difficile de prédire d'où viendront les approvisionnements futurs. Si les sables bitumineux, par exemple, semblent être une source évidente d'approvisionnement, ils peuvent fort bien se révéler très coûteux. À mon avis, on ne devrait considérer aucune source comme étant la seule susceptible d'agir comme source de rechange.



Economic Council  
of Canada

ANNEXE "ENR-10B"

Conseil économique  
du Canada

APPENDICE AU MÉMOIRE  
SOUMIS PAR LE PRÉSIDENT  
DU CONSEIL ÉCONOMIQUE DU  
CANADA AU COMITÉ  
SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES  
NATURELLES

Date

OTTAWA, 1<sup>er</sup> 24 mai 1984



Tableau 1

Incidence macro-économique des politiques de rechange en matière d'imposition et de tarification, 1985-1995

|   | Simulation #1 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix | Simulation #2 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>le nouveau<br>pétrole seule-<br>ment | Simulation #3 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>tout le pé-<br>trole et le<br>gaz naturel | Simulation #4 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion | Simulation #5 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion |
|---|---|---|--|--|--|
| (Taux de variation)                       |   |   |  |  |  |
| <b>Produit national brut réel (PNB)</b>   |   |   |  |  |  |
| 1985                                      | 0,111   | 0,304   | 0,426  | 0,242  | -0,090   |
| 1986                                      | 0,587   | 0,775   | 0,895  | 0,717  | 0,424  |
| Moyenne 1985-1990                         | 0,582   | 0,838   | 0,946  | 0,752  | 0,743  |
| 1995                                      | 0,310   | 0,994   | 1,018  | 0,670  | 1,075  |
| <b>Investissement réel dans l'énergie</b> |   |   |  |  |  |
| 1985                                      | -0,238  | 2,426   | 4,207  | 1,512  | 1,261  |
| 1986                                      | -0,464  | 1,229   | 2,852  | 0,777  | 0,596  |
| Moyenne 1985-1990                         | -0,385  | 1,247   | 2,710  | 0,778  | 0,653  |
| 1995                                      | 0,047   | 0,872   | 1,756  | 0,685  | 0,603  |
| <b>Taux d'inflation</b>                   |   |   | (Variation du niveau)  |  |  |
| 1985                                      | -0,461  | -0,312  | -0,253   | -0,370   | 0,662  |
| 1986                                      | -1,029  | -0,952  | -0,868   | -0,958   | -1,205   |
| Moyenne 1985-1990                         | -0,219  | -0,237  | -0,199   | -0,210   | -0,217   |
| 1995                                      | -0,212  | -0,334  | -0,229   | -0,176   | -0,170   |

Tableau 2

Incidence des politiques de rechange en matière d'imposition et de tarification sur les prix à la consommation et la demande d'énergie, 1985-1995

|   | Simulation #1 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix | Simulation #2 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>le nouveau<br>pétrole seule-<br>ment | Simulation #3 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>tout le pé-<br>trole et le<br>gaz naturel | Simulation #4 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion | Simulation #5 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion |
|---|---|---|--|--|--|
| (Taux de variation)                       |   |   |  |  |  |
| <b>Prix moyen du pétrole</b>              |   |   |  |  |  |
| <b>à la consommation</b>                  |   |   |  |  |  |
| 1985                                      | 1,201   | 1,070   | 1,034  | 1,127  | 8,717  |
| 1986                                      | 0,331   | 0,145   | 0,094  | 0,200  | 7,613  |
| Moyenne 1985-1990                         | 0,145   | -0,167  | -0,141   | -0,021   | 7,252  |
| 1995                                      | -2,035  | -3,311  | -2,835   | -2,309   | 4,219  |
| <b>Prix moyen du gaz naturel</b>          |   |   |  |  |  |
| <b>à la consommation</b>                  |   |   |  |  |  |
| 1985                                      | -8,925  | -9,065  | -9,102   | -9,004   | -9,059   |
| 1986                                      | -19,766   | -19,949   | -19,995  | -19,892  | -20,088  |
| Moyenne 1985-1990                         | -18,871   | -19,159   | -19,113  | -19,029  | -19,261  |
| 1995                                      | -2,382  | -3,759  | -3,270   | -2,703   | -3,611   |
| <b>Demande canadienne de pétrole brut</b> |   |   |  |  |  |
| 1985                                      | -1,990  | -1,910  | -1,864   | -1,937   | -5,527   |
| 1986                                      | -3,832  | -3,684  | -3,582   | -3,719   | -8,255   |
| Moyenne 1985-1990                         | -3,855  | -3,541  | -3,554   | -3,708   | -8,407   |
| 1995                                      | 0,832   | 1,486   | 1,572  | 1,211  | -3,713   |

Tableau 2 (suite)

|  | Simulation #1 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix | Simulation #2 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>le nouveau<br>pétrole seule-<br>ment | Simulation #3 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>tout le pé-<br>trole et le<br>gaz naturel | Simulation #4 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, et augmenta-<br>tion des redevances<br>provinciales | Simulation #5 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion |
|--|---|---|--|---|--|
| (Taux de variation)                      |   |   |  |   |  |
| <u>Demande canadienne de gaz naturel</u> |   |   |  |   |  |
| 1985                                     | 4,606   | 4,711   | 4,764  | 4,674   | 5,299  |
| 1986                                     | 12,188  | 12,401  | 12,524   | 12,343  | 13,219   |
| Moyenne 1985-1990                        | 13,754  | 14,027  | 14,196   | 13,966  | 14,845   |
| 1995                                     | 2,268   | 3,016   | 3,078  | 2,682   | 4,084  |
| <u>Importations de pétrole</u>           |   |   |  |   |  |
| 1985                                     | -4,855  | -9,353  | -9,452   | -7,052  | -15,197  |
| 1986                                     | -8,653  | -14,970   | -15,072  | -11,713   | -21,035  |
| Moyenne 1985-1990                        | -8,786  | -17,078   | -17,266  | -12,791   | -22,098  |
| 1995                                     | 0,130   | -9,095  | -9,389   | -4,301  | -11,018  |



Tableau 3

Incidence des politiques de rechange en matière d'imposition et de tarification de l'énergie sur les découvertes, la production et l'investissement, pour le pétrole et le gaz naturel, 1985-1995

|   | Simulation #1 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix | Simulation #2 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>le nouveau<br>pétrole seule-<br>ment | Simulation #3 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>tout le pé-<br>trole et le<br>gaz naturel | Simulation #4 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion | Simulation #5 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion |
|---|---|---|--|--|--|
|   | (Taux de variation)                               |   |  |  |  |
| <b>Découvertes de pétrole</b><br><b>(additions aux réserves) par an</b>     |   |   |  |  |  |
| 1985  | 1,923   | 46,028  | 47,947   | 23,764   | 21,557   |
| 1986  | 7,227   | 61,899  | 64,882   | 34,632   | 32,185   |
| Moyenne 1985-1990   | 6,335   | 56,603  | 58,953   | 31,112   | 29,527   |
| 1995  | 2,806   | 43,463  | 44,443   | 22,235   | 19,917   |
| <b>Production quotidienne de pétrole</b>                                    |   |   |  |  |  |
| 1985  | 0,137   | 3,199   | 3,333  | 1,654  | 1,500  |
| 1986  | 0,392   | 5,501   | 5,744  | 2,934  | 2,688  |
| Moyenne 1985-1990   | 0,810   | 8,673   | 9,040  | 4,703  | 4,381  |
| 1995  | 2,375   | 24,975  | 25,096   | 13,439   | 12,601   |
| <b>Découvertes de gaz naturel</b><br><b>(additions aux réserves) par an</b> |   |   |  |  |  |
| 1985  | -4,248  | -4,455  | 14,742   | 0,894  | -0,081   |
| 1986  | -8,660  | -8,986  | 9,030  | -3,903   | -4,904   |
| Moyenne 1985-1990   | -8,339  | -8,664  | 9,963  | -3,301   | -3,981   |
| 1995  | 0,572   | -0,151  | 24,759   | 8,147  | 6,991  |

Tableau 3 (suite)

|   | Simulation #1 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix | Simulation #2 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>le nouveau<br>pétrole seule-<br>ment | Simulation #3 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>tout le pé-<br>trole et le<br>gaz naturel | Simulation #4 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, et augmenta-<br>tion des redevances<br>provinciales | Simulation #5 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion |
|---|---|---|--|---|--|
| (Taux de variation)   |   |   |  |   |  |
| <u>Production quotidienne de gaz naturel</u>  |   |   |  |   |  |
| 1985  | 2,958   | 3,026   | 3,063  | 2,998   | 3,404  |
| 1986  | 7,207   | 7,330   | 7,406  | 7,299   | 7,817  |
| Moyenne 1985-1990   | 7,638   | 7,751   | 8,194  | 7,815   | 8,237  |
| 1995  | 1,692   | 2,256   | 2,303  | 2,004   | 3,061  |
| <u>Investissement dans la production de<br/>pétrole dans les régions non pionnières</u> |   |   |  |   |  |
| 1985  | 1,126   | 34,921  | 36,497   | 17,606  | 16,730   |
| 1986  | 3,345   | 37,408  | 39,440   | 20,035  | 19,029   |
| Moyenne 1985-1990   | 3,064   | 36,452  | 38,245   | 19,100  | 18,250   |
| 1995  | 1,613   | 43,125  | 45,114   | 21,077  | 19,039   |
| <u>Investissement dans la production de<br/>gaz dans les régions non pionnières</u>     |   |   |  |   |  |
| 1985  | -4,486  | -4,563  | 14,108   | 0,549   | 0,493  |
| 1986  | -9,653  | -9,794  | 8,246  | -4,842  | -5,197   |
| Moyenne 1985-1990   | -9,056  | -9,285  | 9,215  | -4,066  | -4,443   |
| 1995  | -2,635  | -3,904  | 24,976   | 5,802   | 4,690  |

Tableau 4

Incidence des politiques de rechange en matière d'imposition et de tarification de l'énergie sur les liquidités cumulatives de l'industrie (après impôts, redevances et frais d'exploitation et avant investissement), 1985-1995

|   | Simulation #1 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix | Simulation #2 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>le nouveau<br>pétrole seule-<br>ment | Simulation #3 :<br>Déréglementa-<br>tion des prix<br>et abolition<br>de la TRPG sur<br>tout le pé-<br>trole et le<br>gaz naturel | Simulation #4 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion | Simulation #5 :<br>Déréglementation des<br>prix, abolition de la<br>TRPG sur tout le<br>pétrole et le gaz<br>naturel, augmentation<br>des redevances provin-<br>ciales et imposition<br>d'une redevance de<br>conversion |
|---|---|---|--|--|--|
|   | (Variation en milliards de dollars)               |   |  |  |  |
| Changement en 1985                                  | 0,342   | 1,71  | 4,335  | 2,02   | 1,95   |
| Changement en 1986                                  | 0,553   | 2,12  | 5,037  | 2,42   | 2,32   |
| Changement des liquidités<br>cumulatives, 1985-1995 | 6,739   | 32,66   | 73,840   | 34,70  | 32,42  |



Changement des estimations de partage des recettes cumulatives, en vertu des politiques de rechange en matière d'imposition et d'établissement des prix de l'énergie, 1985-1995

Note Les chiffres représentent les recettes non actualisées de 1985 à 1995, inclusivement. Ces scénarios supposent le maintien de la suspension de la TRPS annoncée dans le budget fédéral de 1993 et le maintien indéfini de la redevance de canalisation.

TABLEAU 6  
SOMMAIRE DES COÛTS SOCIAUX DE L'APPROVISIONNEMENT

| <u>SOURCES D'APPROVISIONNEMENT</u><br><u>EN HYDROCARBURES</u>                   | <u>COÛTS SOCIAUX</u><br><u>DE L'APPROVI-</u><br><u>SIONNEMENT</u><br><u>(\$ DE 1983)</u> | <u>COMMENTAIRES</u>                    |
|---|--|--|
| \$ PAR BARIL (PAR MPC)  |  |  |
| <u>PÉTROLE</u> LÉGER CLASSIQUE<br>DE L'OUEST CANADIEN                           | 16   | COÛTS DU CYCLE<br>COMPLET              |
| RÉCUPÉRATION ASSISTÉE<br>DE <u>PÉTROLE</u> LÉGER DE<br>L'OUEST CANADIEN         | 13-25  | GAMME SUR 4<br>PROJETS                 |
| <u>PÉTROLE</u> SYNTHÉTIQUE DES<br>SABLES BITUMINEUX EXTRAYABLES                 | 47   | DONNÉES ALSANDS                        |
| SABLES BITUMINEUX IN SITU<br>( <u>BITUME</u> )                                  | 28   | DONNÉES WOLF<br>LAKE                   |
| <u>PÉTROLE</u> DE LA MER DE BEAUFORT<br>(SUPPOSE UNE DÉCOUVERTE<br>COMMERCIALE) | 15-40  | DEMI-CYCLE,<br>LIVRAISON À<br>MONTRÉAL |
| <u>PÉTROLE</u> D'HIBERNIA<br>DE LA CÔTE EST                                     | 15   | DEMI-CYCLE,<br>LIVRAISON À<br>MONTRÉAL |
| <u>GAZ</u> CLASSIQUE DE<br>L'OUEST CANADIEN                                     | (1,45)   | COÛTS DU CYCLE<br>COMPLET              |
| <u>GAZ</u> DE VENTURE DE<br>LA CÔTE EST   | (3,85)   | COÛTS D'UN<br>DEMI-CYCLE               |

Figure 1

Incidence de la déréglementation des prix sur le  
produit national brut réel, 1985-1995  
(Taux de variation par rapport au scénario de référence)

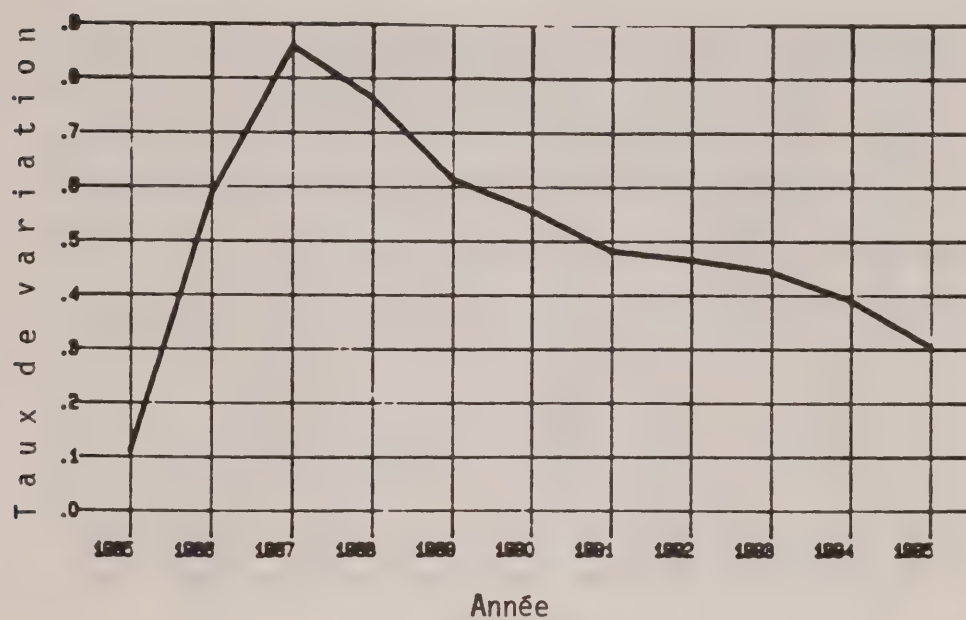




Figure 2

Incidence de la déréglementation des prix sur le  
taux d'inflation, 1985-1995  
(Variation du niveau par rapport au scénario de référence)

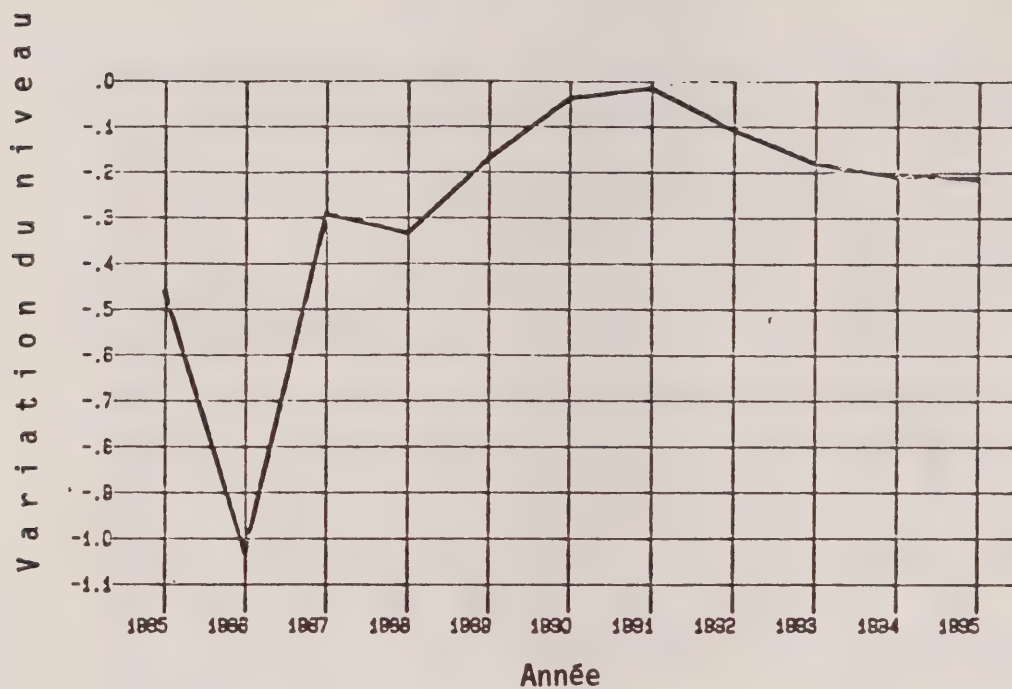


Figure 3

Incidence de la déréglementation des prix sur les importations  
de pétrole brut, 1985-1995  
(Taux de variation par rapport au scénario de référence)

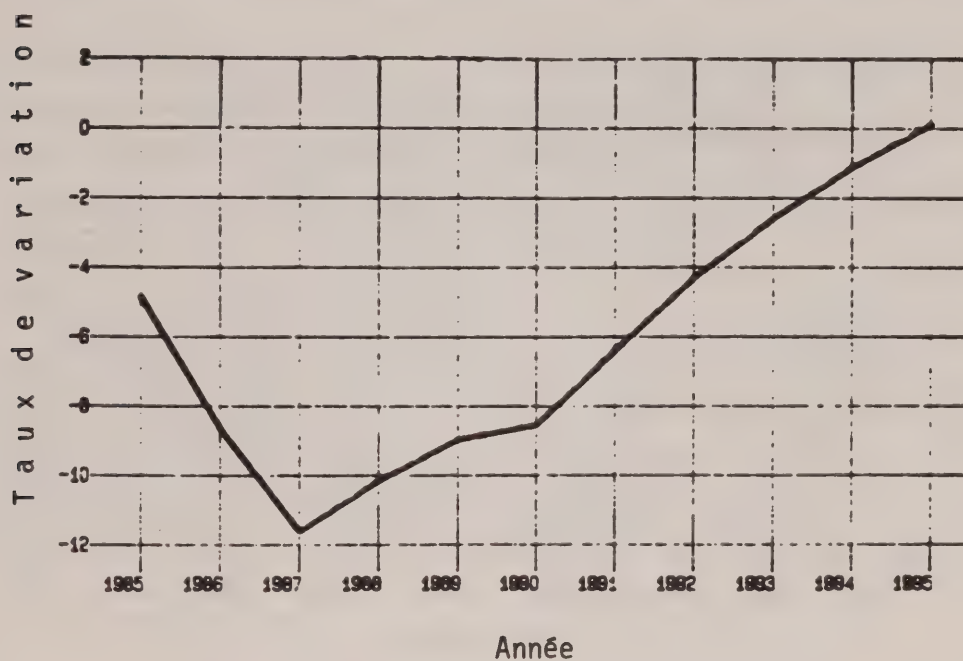


Figure 4

Incidence de la déréglementation des prix sur les  
découvertes de pétrole et de gaz naturel  
(additions aux réserves), 1985-1995  
(Taux de variation par rapport au scénario)

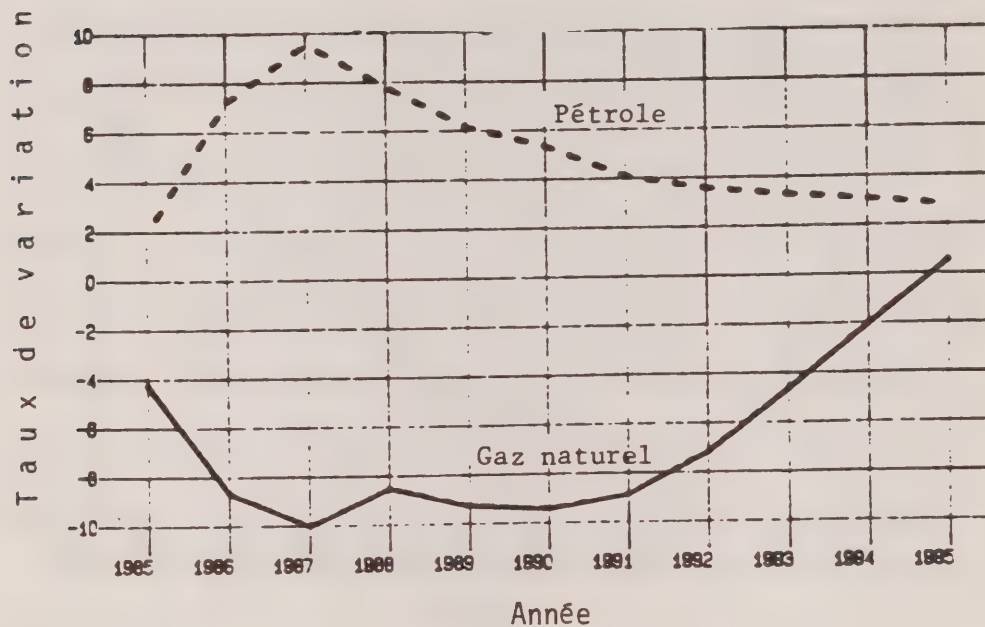




Figure 5

Incidence de la déréglementation des prix sur l'investissement  
dans la production de pétrole et de gaz naturel dans les  
régions non pionnières, 1985-1995  
(Taux de variation par rapport au scénario)

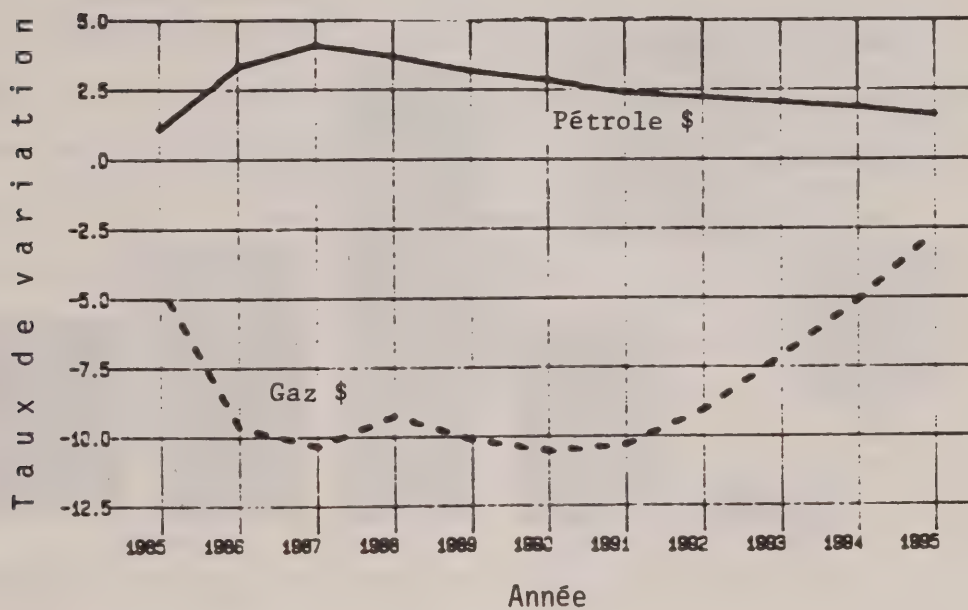


Figure 6

Incidence des politiques de rechange en matière  
d'imposition et de l'énergie sur les liquidités  
cumulatives de l'industrie, 1985-1995  
(Variation du niveau par rapport au scénario de référence)

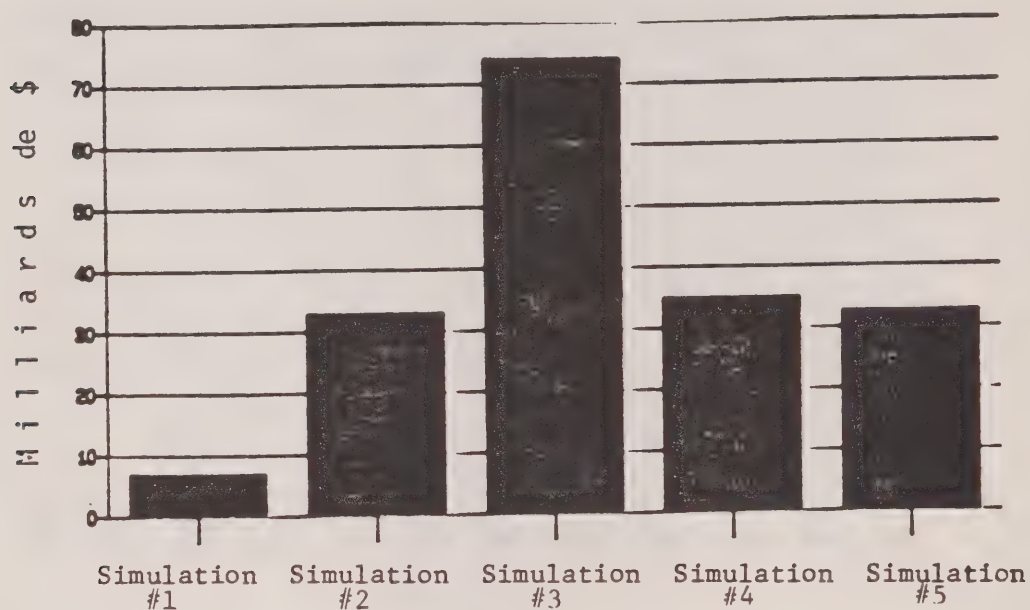


Figure 7

Incidence de la déréglementation des prix sur les recettes cumulées des gouvernements et de l'industrie, 1985-1995  
(Variation du niveau par rapport au scénario de référence)

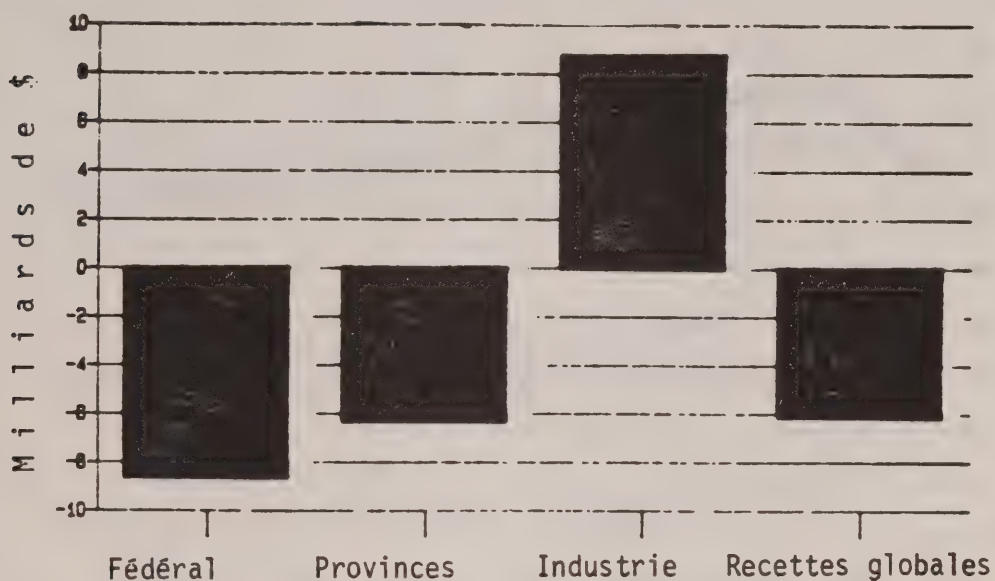




Figure 8

Incidence des politiques de rechange en matière d'imposition et de tarification de l'énergie sur les découvertes de pétrole et de gaz naturel (additions aux réserves), 1985-1995  
(Taux de variation par rapport au scénario de référence)

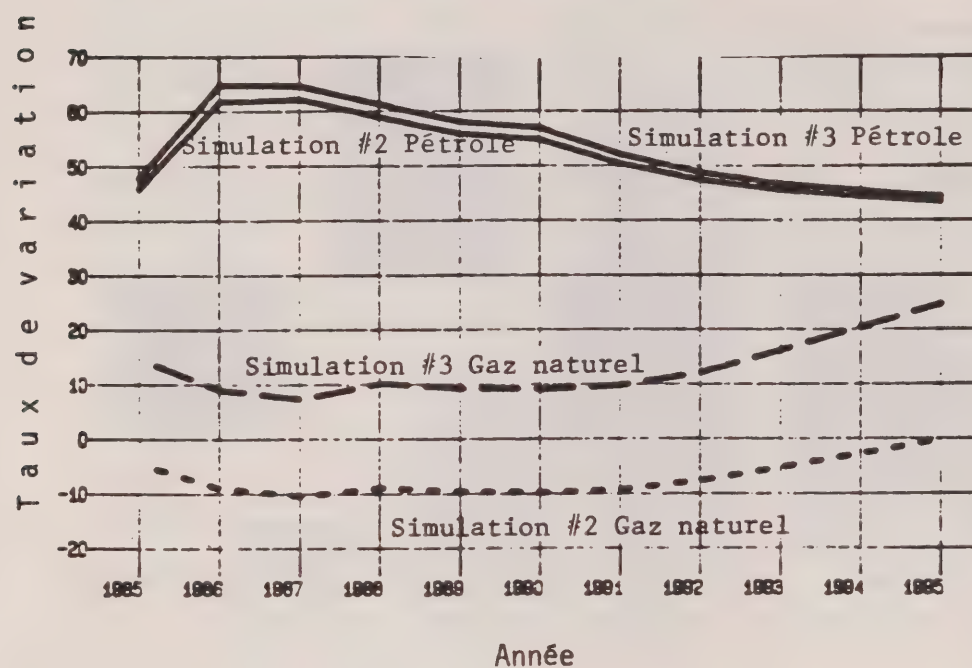


Figure 9

Incidence des politiques de rechange en matière  
d'imposition et de tarification de l'énergie sur  
l'investissement dans la production de pétrole et de gaz  
naturel dans les régions non pionnières, 1985-1995  
(Taux de variation par rapport au scénario de référence)

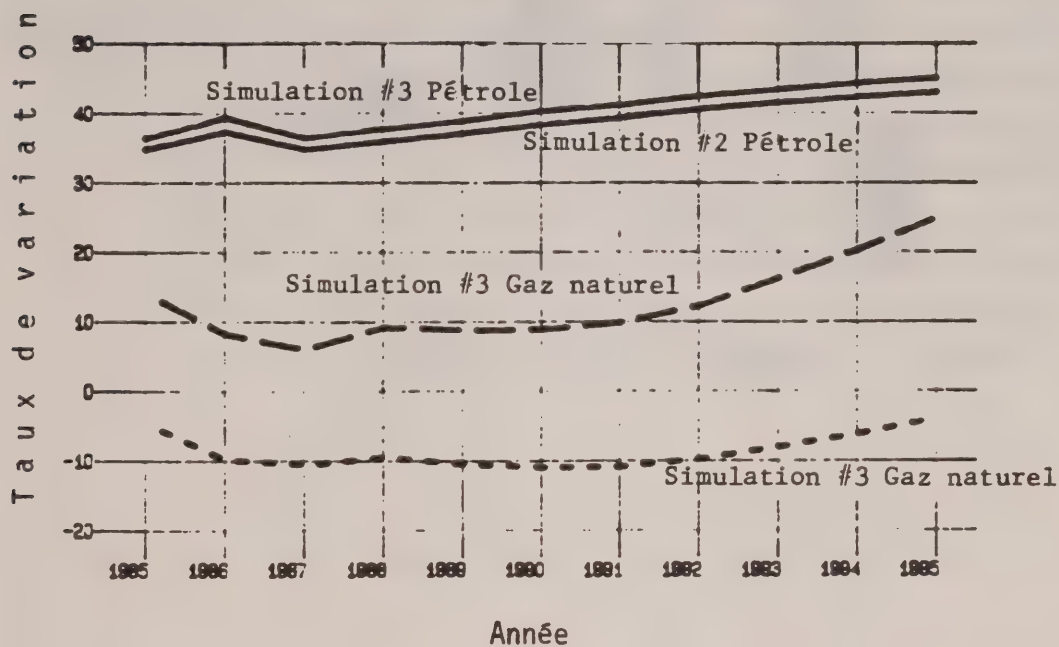


Figure 10

Incidence des politiques de rechange en matière d'imposition  
et de tarification de l'énergie sur les recettes cumulées des  
gouvernements et de l'industrie, 1985-1995  
(Variation du niveau par rapport au scénario de référence)

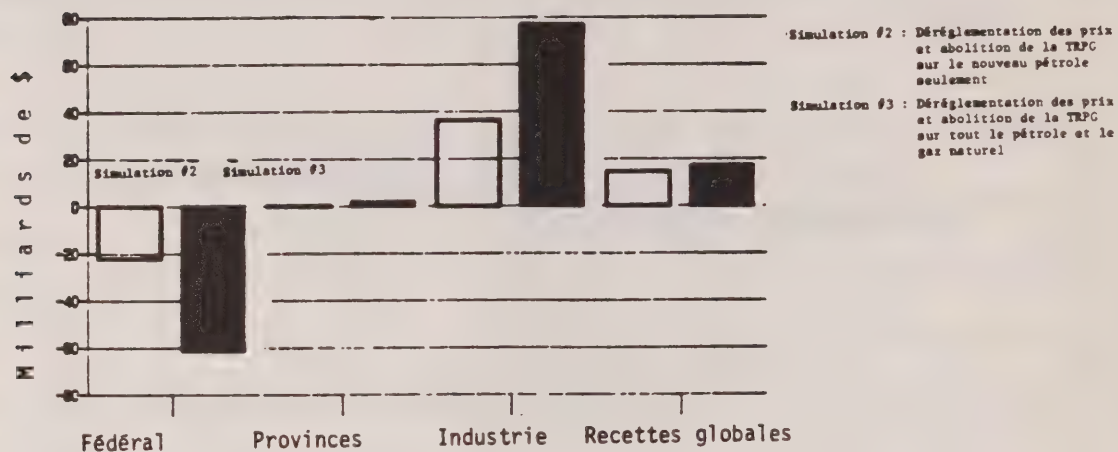




Figure 11

Incidence des politiques de rechange en matière d'imposition  
et de tarification de l'énergie sur les recettes cumulées des  
gouvernements et de l'industrie, 1985-1995  
(Variation du niveau par rapport au scénario de référence)

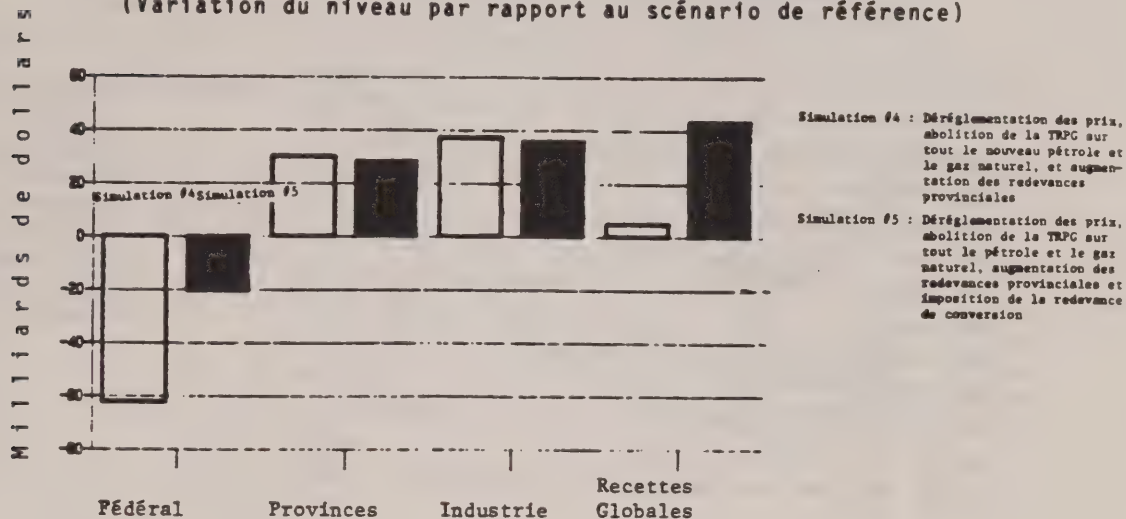


Figure 12

Incidence des politiques de rechange en matière  
d'imposition et de tarification de l'énergie sur  
les importations de pétrole brut, 1985-1995  
(Taux de variation par rapport au scénario de référence)

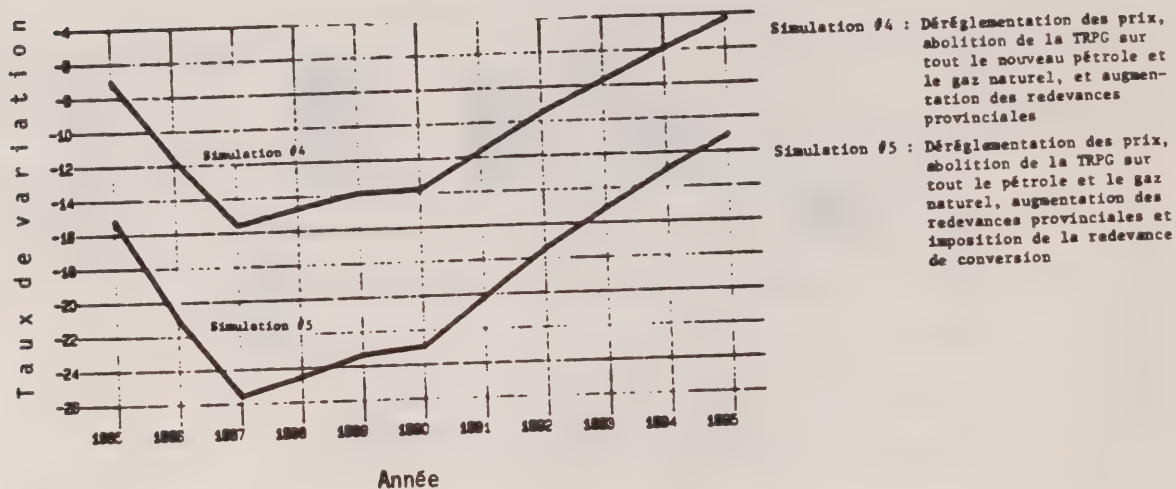


Figure 13

Incidence des politiques de rechange en matière  
d'imposition et de tarification de l'énergie sur  
le taux d'inflation, 1985-1995  
(Variation du niveau par rapport au scénario de référence)

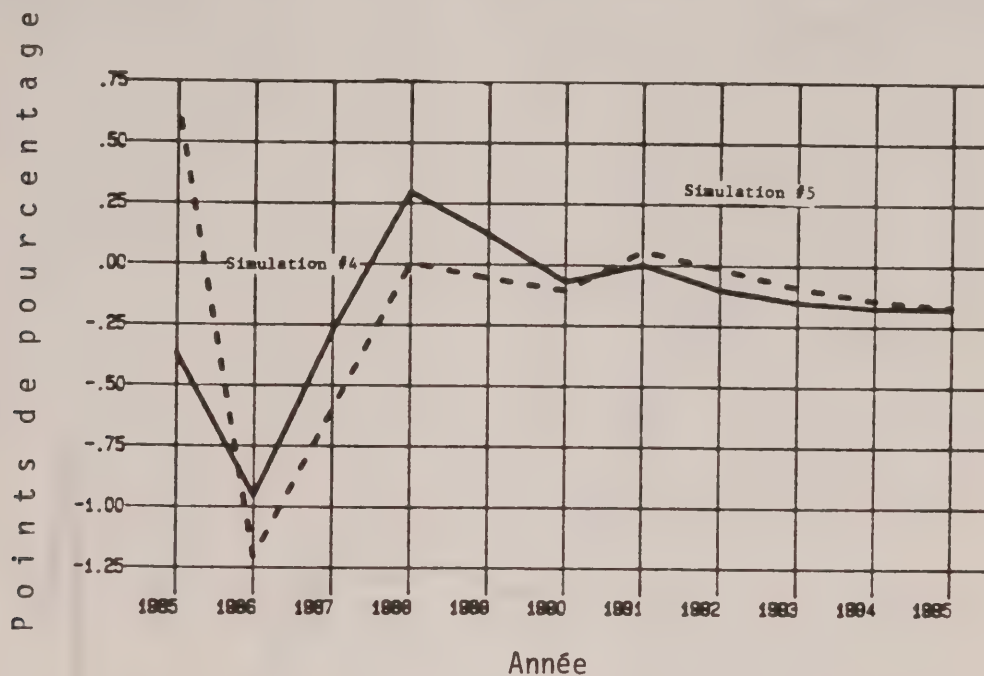




Figure 14

Coûts sociaux des réserves connues de pétrole  
brut classique dans le sol, 1957-1979

Coût par baril  
(En dollars de 1981)

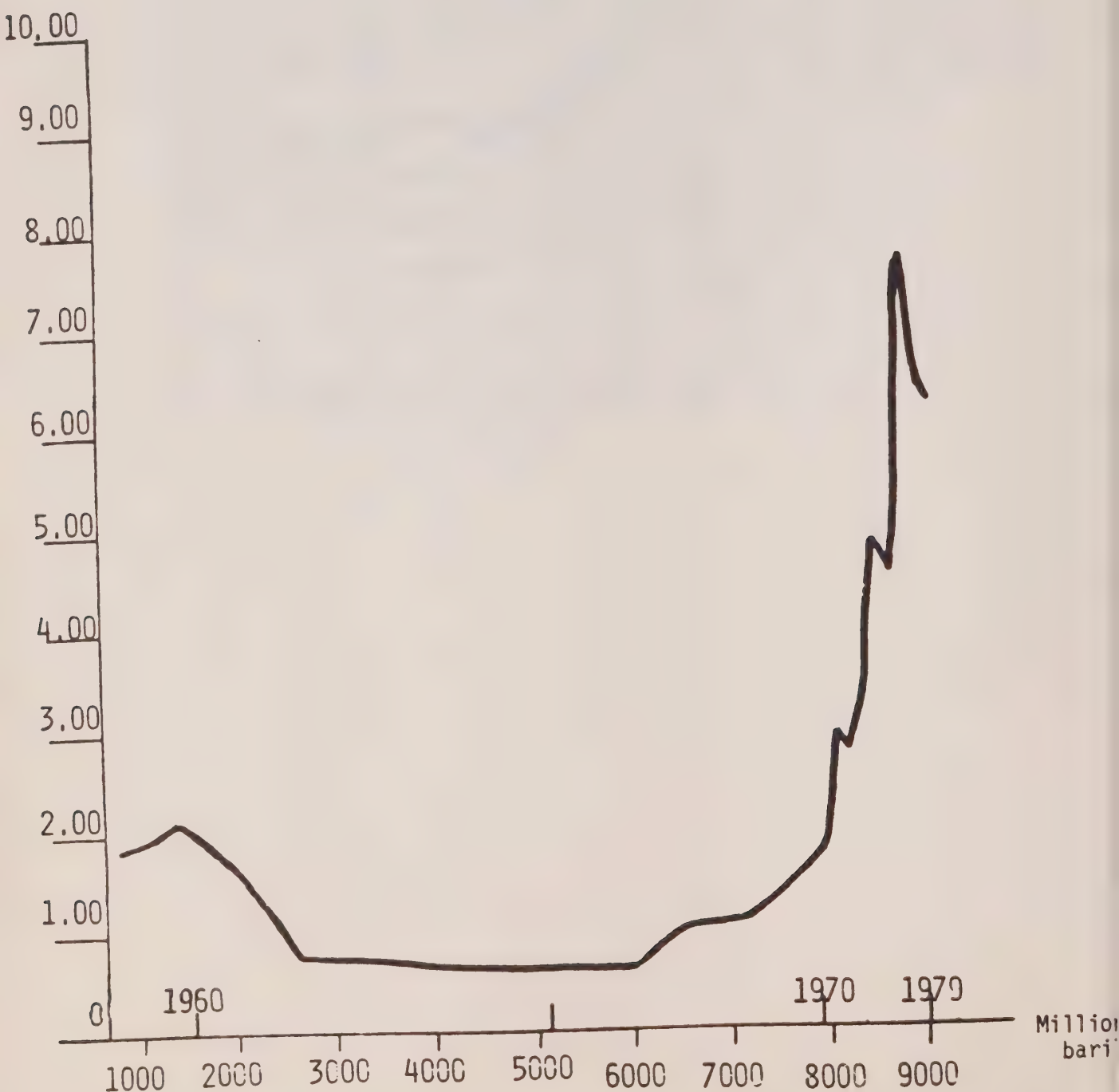
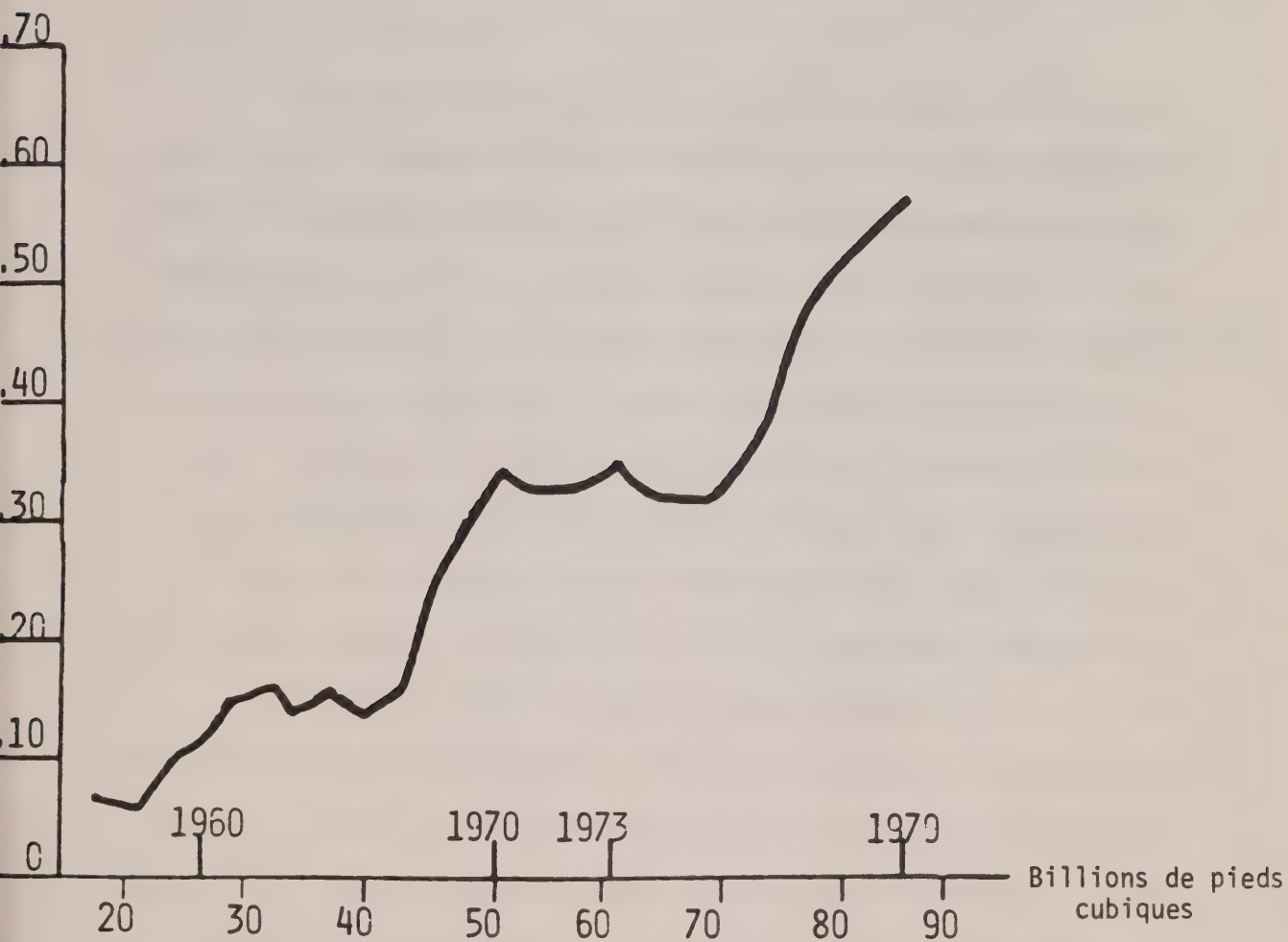


Figure 15

Coûts sociaux des réserves connues de gaz  
naturel dans le sol, 1957-1979

Coût par MPC  
(En dollars de 1981)



### Scénario de référence - Hypothèses

- . On a postulé que le prix mondial nominal du pétrole est de 29 \$ U.S. le baril (fob golfe Persique) en 1983, puis qu'il suit le cours de l'inflation aux États-Unis.
  
- . On a retenu les politiques en vigueur en matière d'imposition et de tarification de l'énergie : le prix du pétrole découvert avant le 31 mars 1974 représente 75 % du prix de référence du nouveau pétrole (PRNP), sans jamais tomber en deçà de 29,75 \$ le baril. Le prix du gaz naturel à l'arrivée à Toronto est établi à 65 % de la parité btu avec le pétrole intérieur jusqu'à la fin de 1984. Pour 1985-1986, les producteurs reçoivent des augmentations annuelles de 0,50 \$ par MPC et on laisse le prix de la parité btu augmenter dès que la taxe sur le gaz naturel et les liquides gazeux tombe à zéro. Après 1986, les producteurs renoncent à toute augmentation du prix au point d'extraction jusqu'à ce qu'il atteigne 65 % de la parité btu. La parité btu augmente de nouveau au cours des années 90, à mesure que les réserves de gaz naturel s'épuisent.
  
- . Les quantités approuvées de gaz naturel exportable, tout comme les prix à l'exportation, ont été réduits sur la

période 1983-1987 étant donné que le marché des États-Unis est plutôt déprimé.

- . Nous avons postulé qu'il n'y aurait pas de nouvelles usines de sables bitumineux ni de nouveaux projets dans les régions pionnières.
  - . Nous avons supposé que la croissance réelle et l'inflation dans les autres pays de l'OCDE suivraient celles des États-Unis.
-









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From the Economic Council of Canada:*

Dr. David W. Slater, Chairman;  
Mr. Patrick Robert, Director;  
Dr. Peter Eglington, Special Advisor to the Chairman on  
Energy;  
Dr. Surendra Gera, Economist, Energy Research Group;  
Ms. Maris Uffelmann, Economist, Energy Research Group.

### *Du Conseil économique du Canada:*

M. David W. Salter, président;  
M. Patrick Robert, directeur;  
M. Peter Eglington, conseil spécial du président, problèmes  
énergétiques;  
M. Surendra Gera, économiste, Groupe de recherches sur  
l'énergie;  
M<sup>me</sup> Maris Uffelmann, économiste, Groupe de recherches  
sur l'énergie.



Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

**SENATE OF CANADA**

**SÉNAT DU CANADA**

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du comité  
sénatorial permanent de*

**Energy and  
Natural  
Resources**

**L'énergie et des  
ressources  
naturelles**

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

Wednesday, May 30, 1984

Le mercredi 30 mai 1984

**Issue No. 11**

**Fascicule n° 11**

**Ninth Proceedings on:**

**Neuvième fascicule concernant:**

**The National Energy Program**

**Le Programme énergétique national**

**WITNESS:**  
(See back cover)

**TÉMOIN:**  
(Voir à l'endos)



STANDING SENATE COMMITTEE ON ENERGY AND  
NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Le Moyne  |
| Charbonneau | Lucier    |
| Doody       | Molgat    |
| *Flynn      | *Olson    |
| or Roblin   | or Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE L'ÉNERGIE  
ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings  
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Le Moyne  |
| Charbonneau | Lucier    |
| Doody       | Molgat    |
| *Flynn      | *Olson    |
| ou Roblin   | ou Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Thursday, February 23, 1984:

"With leave of the Senate.

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by  
the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to review all aspects of  
the National Energy Program, including its effects on  
energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place  
to place within Canada for the purposes of this review;  
and

That the Committee be empowered to engage the ser-  
vices of such counsel and technical, clerical and other per-  
sonnel as may be required for the above-mentioned pur-  
pose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février  
1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les  
aspects du Programme énergétique national, y compris ses  
répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour  
les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du per-  
sonnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir  
besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MAY 30, 1984  
(17)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:04 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Bell, Hastings, Kelly, Le Moyne, Roblin and Thériault. (6)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant.

## Witness:

*From the C. D. Howe Institute:*

Mr. Mr. Edward A. Carmichael, Senior Policy Analyst.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

The following document was tabled as an exhibit:

Edward A. Carmichael and James K. Stewart, *Lessons from the National Energy Program*, Toronto, C. D. Howe Institute, May 1983, 63 p., (English only) ENR-EX-11A.

The witness made a statement and answered questions.

At 5:56 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 30 MAI 1984  
(17)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 04 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Bell, Hastings, Kelly, Le Moyne, Roblin, et Thériault. (6)

*Présent mais ne faisant pas partie du Comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Aussi présents: De la Bibliothèque du Parlement, service de recherches, division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef; M<sup>me</sup> Lynne C. Myers, chargée de recherches et M. Philip DeMont, adjoint à la recherche.

## Témoïn:

*De l'Institut C. D. Howe:*

M. Edward A. Carmichael, analyste principal des politiques.

Le Comité reprend l'examen de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'y a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

Le document suivant est déposé comme pièce:

Edward A. Carmichael et James K. Stewart, *Lessons from the National Energy Program*, Toronto, Institut C. D. Howe, mai 1983, 63 pages, (en anglais seulement) ENR-EX-11A.

Le témoin fait une déclaration et répond aux questions.

A 17 h 56, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

## EVIDENCE

Ottawa, Wednesday, May 30, 1984

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4 p.m., to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, I call the meeting to order. As we continue today our examination of the National Energy Program, we are particularly pleased to have with us Mr. Edward A. Carmichael, the Senior Policy Analyst of the C.D. Howe Institute. You have before you his statement: "Toward a More Flexible Energy Policy for Canada".

Mr. Carmichael, you will appreciate that we have not yet had an opportunity to study your statement, so in your opening remarks now you could deal rather more extensively with it, and then we will have an opportunity to question you. Without any further comment, I will ask Mr. Carmichael to present his opening statement.

**Senator Roblin:** Mr. Chairman, did you say that there was a new statement from Mr. Carmichael, or are you talking about the *Lessons from the National Energy Program of 1983*?

**The Chairman:** Mr. Carmichael will present today a new paper entitled "Toward a More Flexible Energy Policy for Canada".

**Senator Roblin:** I see, and this is here before us?

**The Chairman:** Yes, he tabled it an hour ago and, as I have said, we have not yet had an opportunity to study it.

**Senator Kelly:** Excuse me, Mr. Chairman. I think that is a pretty clever trick on the part of the witness, not to let us see what he has to say, so he has the advantage right there.

**The Chairman:** Mr. Carmichael, would you now make your presentation?

**Mr. Edward A. Carmichael, Senior Policy Analyst, C. D. Howe Institute:** Thank you, Mr. Chairman and honourable senators. It is a pleasure to be here today on behalf of the C.D. Howe Institute to talk about Canada's energy policy and, in particular, Canada's energy policy future. Our institute has advocated greater public debate on energy policy issues, both to raise public awareness and to provide a forum for greater input into the policy formation process by individuals and groups outside the participating governments.

We believe that the hearings of this committee are very timely. Interested groups across Canada have been actively debating and refining their views on appropriate energy policies over the past year. The temporary amendments made in June, 1983 to the federal-provincial energy pricing and taxation agreements expire at the end of this year. A newly elected

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mercredi 30 mai 1984

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 heures pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, je déclare la séance ouverte. Dans le cadre de notre examen du Programme énergétique national, nous sommes particulièrement heureux d'avoir avec nous M. Edward A. Carmichael, analyste principal de politiques, de l'Institut C.D. Howe, dont vous avez devant vous l'exposé intitulé: *Toward a More Flexible Energy Policy for Canada*.

Monsieur Carmichael, comme nous n'avons pas encore eu l'occasion d'examiner votre document, je vous saurais gré de nous donner quantité de détails dans votre introduction et de nous laisser ensuite vous poser des questions. Sans plus attendre, je demanderai donc à M. Carmichael de nous faire sa déclaration préliminaire.

**Le sénateur Roblin:** Monsieur le président, avez-vous dit que M. Carmichael nous présenterait une nouvelle déclaration ou bien parliez-vous du document intitulé *Lessons from the National Energy Program*, qui remonte à 1983?

**Le président:** M. Carmichael nous présentera aujourd'hui un nouveau document intitulé *Toward a More Flexible Energy Policy for Canada*.

**Le sénateur Roblin:** Je vois, et c'est ce qui nous a été remis.

**Le président:** C'est exact, il ne l'a déposé qu'il y a une heure, et comme je l'ai dit, nous n'avons pas encore eu l'occasion de l'examiner.

**Le sénateur Kelly:** Pardonnez-moi, monsieur le président, mais je crois que c'est très rusé de la part du témoin de ne pas nous laisser voir au préalable le document qu'il veut nous présenter; cela lui donne un certain avantage.

**Le président:** Monsieur Carmichael, êtes-vous prêt à faire votre exposé?

**M. Edward A. Carmichael, analyste principal de politiques, Institut C.D. Howe:** Je vous remercie, monsieur le président et honorables sénateurs. Je suis heureux de comparaître aujourd'hui au nom de l'Institut C.D. Howe pour discuter de la politique énergétique du Canada et, plus particulièrement, de son orientation future. L'Institut a préconisé la tenue de débats publics plus nombreux sur la politique énergétique aussi bien pour susciter l'intérêt public que pour permettre à plus de particuliers et de groupes non associés aux gouvernements en cause de prendre part à l'élaboration de politiques.

Nous estimons que les audiences de votre comité sont très opportunes. Divers groupes d'intérêt de tout le Canada se sont employés, au cours de la dernière année, à étudier des programmes énergétiques pertinents. Les modifications provisoires qui ont été apportées en juin 1983 aux ententes fédérales-provinciales sur l'établissement des prix et l'imposition des res-



## [Text]

government could be in place by year-end to negotiate new agreements with the provinces. Therefore, it is our feeling that any new government will benefit from the increased public debate on energy policy generated by your hearings.

We at the institute also find it encouraging to observe the increased level of private consultation among governments and the producing industry. These consultations over the past couple of years have produced some worthwhile changes in Canadian energy policy, although, as I will point out later in my paper, we continue to believe that these policy changes have been reactive and somewhat piecemeal in nature.

Your hearings focus on the National Energy Program. My views on the impact of the NEP in its first two years of operation were published in a study which I co-authored with James Stewart entitled *Lessons from the National Energy Program*. I believe that the lessons that we laid out in that study are now widely accepted.

The first lesson was that energy policy must be based on a clear understanding of key assumptions about future world oil prices and must be flexible enough to adjust to unpredictable events in international oil markets. The second lesson was that Canadianization, as pursued under the NEP, has been an unnecessarily costly way of securing the benefits of our natural resources for Canadians. The third lesson was that the volatility of energy revenues makes it extremely difficult to define "fair" revenue-sharing arrangements. The fourth was that Canada cannot cut itself off from the influence of world oil markets by adopting made-in-Canada oil prices. Finally, we said that the policymaking process at the time of our writing in 1982 and 1983 needed to be opened up to encourage greater public understanding and input to policymaking.

Recent proposals for changing energy policy appear to have taken many of these lessons as self-evident, and it is for this reason that I would like to look forward today, rather than backward, in my remarks. Looking to the future, it is the institute's view that energy policy in the remainder of the 1980s must be consistent with Canada's broad economic objectives and the policies that are being adopted to achieve them. Our economic policies are geared to fostering a steady recovery without re-igniting inflationary pressures. This calls for a conservative monetary policy; a fiscal policy that steadily reduces government deficits, as the recovery proceeds; and industrial policies—and that would include energy policies and labour market policies—that promote improved productivity, competitiveness and flexibility in the Canadian economy. At the institute, it has been our finding that rigidities in Canadian wage and price-setting have made Canada's recent recession more severe than the recession in other countries. It was also our finding that one locus of this inflexibility has been energy policy, and we find this a situation that Canada can ill afford.

## [Traduction]

sources énergétiques expireront à la fin de l'année. Un nouveau gouvernement qui prendrait le pouvoir d'ici la fin de l'année serait en mesure de négocier de nouvelles ententes avec les provinces. Par conséquent, nous sommes d'avis que tout nouveau gouvernement tirerait profit du débat général sur la politique énergétique auquel auront donné lieu vos audiences.

A l'Institut, nous sommes encouragés par le nombre accru d'entretiens officiels qu'ont les gouvernements et l'industrie de la production. Au cours des quelques dernières années, ces entretiens ont abouti à des modifications valables de la politique énergétique canadienne quoique, comme je le signalerai plus tard dans mon document, nous continuons à croire que ces changements d'orientation ont été réactifs et par trop désordonnés.

Vos audiences sont centrées sur le Programme énergétique national (PEN). Mes opinions sur l'incidence des deux premières années d'application du PEN ont été publiées dans une étude que j'ai rédigée en collaboration avec James Stewart et qui est intitulée *Lessons from the National Energy Program*. Je pense que le contenu en est maintenant largement accepté.

La première leçon tirée est que la politique énergétique doit être basée sur une bonne compréhension des principales hypothèses que l'on formule sur les futurs prix mondiaux du pétrole et qu'elle doit être suffisamment souple pour être modifiée en fonction des événements imprévisibles qui pourraient se produire sur les marchés internationaux du pétrole. La deuxième leçon est que la canadianisation, de la façon dont cet objectif a été poursuivi dans le cadre du PEN, s'est révélée une entreprise inutilement coûteuse visant à faire bénéficier les Canadiens de leurs ressources naturelles. La troisième leçon apprise est qu'il est extrêmement difficile de définir des ententes «équitables» de partage des revenus, étant donné la nature instable des revenus énergétiques. La quatrième leçon est que le Canada ne peut se soustraire à l'influence des marchés pétroliers mondiaux en adoptant ses propres prix. Enfin, nous avons dit qu'il fallait élargir le processus d'élaboration de politiques, tel qu'il était à l'époque où nous avons rédigé le document, c'est-à-dire en 1982 et en 1983, afin de favoriser une compréhension et une participation plus grandes de la part du public.

Comme les récentes propositions de modifier la politique énergétique semblent tenir compte de nombre de ces leçons, j'aimerais aujourd'hui parler de l'avenir plutôt que du passé. L'Institut est d'avis que d'ici la fin de la décennie, la politique énergétique doit correspondre aux grands objectifs économiques du Canada et aux politiques qui sont adoptées pour les atteindre. Nos politiques économiques visent à promouvoir une reprise stable, sans provoquer à nouveau de pressions inflationnistes. D'où la nécessité d'une politique monétaire prudente, d'une politique fiscale qui réduira les déficits gouvernementaux à mesure que la reprise prendra son essor, et de politiques industrielles, y compris une politique énergétique et une politique sur le marché du travail qui favoriseraient l'augmentation de la productivité, de l'aptitude à soutenir la concurrence et de la souplesse de l'économie canadienne. De l'avis de l'Institut, c'est à cause de la rigidité du mode d'établissement des prix et des salaires que le Canada a récemment subi une récession plus grave que celle que d'autres pays ont connue. Nous sommes également d'avis que la politique énergétique a été l'une

## [Text]

As a framework for discussing future energy policy in Canada, I would like to pose three questions today—and these are three quite fundamental question. The first is, why do we need an energy policy at all? The second question is, assuming that we do need an energy policy, in what ways should it alter basic market outcomes? The third question is, how do we get to a more flexible and market-oriented policy from where we find ourselves now?

In order to address the first question, why does Canada need an energy policy we ask, why have an energy program when there is no national minerals program or national wood program? There is not even a national high-tech program, although from time to time we think that this may be emerging. So, why have an NEP? There are at least four reasons why Canada needs an energy policy. Three of these reasons are the results of failings in the market mechanism, the inability of markets to achieve the energy objectives that we seek, and the final one, an obvious political-jurisdictional reason.

Competitive market pricing for energy resources would promote what I believe to be the fundamental objective of energy policy, that is, efficient patterns of energy production and consumption. Unregulated prices would provide participants in energy markets with flexible signals that would guide decisions about production, consumption and conservation. This flexibility would ensure that necessary adjustments would take place if and when supply/demand imbalances occur in the future. A uniform market price would also help ensure that the least costly energy resources are developed first. Allowing market forces of supply and demand to allocate scarce energy resources and to ration consumption clearly has advantages. Yet, in Canada, we have taken steps to override market prices as the principal mechanism for meeting our energy objectives. Why have we done this?

The first reason relates to supply and price shocks of the 1970s that provided the first rational for Canada to depart from setting its domestic oil prices equivalent to international oil prices. Both Canada and the United States took this approach in 1973. Many economists believed that these actions only made the energy shortage worse at those times, but there is a case on both macro- and microeconomic grounds for smoothing out sharp price shocks or increases that emanate from foreign sources.

A second reason for moving away from market prices is that the sharp upward price movements in the 1970s drove home another unique feature of energy, that is, the ability of energy

## [Traduction]

des causes de cette rigidité, et nous estimons que le Canada serait malavisé de persévérer dans cette voie.

Dans le cadre de la discussion sur la future politique énergétique du Canada, j'aimerais poser aujourd'hui trois questions, trois questions fondamentales, dont la première est: pourquoi nous faut-il donc une politique énergétique? La deuxième, à supposer qu'une politique énergétique nous soit effectivement nécessaire, est la suivante: de quelle façon cette politique devrait-elle modifier les principaux débouchés du marché? Et enfin: comment peut-on élaborer une politique qui soit plus souple et davantage orientée vers le marchés à partir des éléments dont nous disposons?

En réponse à la première question, pourquoi le Canada a-t-il besoin d'une politique énergétique, nous rétorquons ceci: pourquoi instaurer un programme énergétique lorsqu'il n'existe aucun programme national sur les ressources minières ou forestières? Il n'existe même pas de programme national de haute technologie, quoique de temps à autre, nous ayons l'impression qu'un tel programme soit sur le point d'être lancé. Pourquoi donc un PEN? Le Canada a besoin d'une politique énergétique pour quatre raisons au moins. Trois d'entre elles sont la conséquence des faiblesses des mécanismes du marché, c'est-à-dire l'incapacité des marchés d'atteindre les objectifs énergétiques que nous poursuivons. La dernière raison est liée aux sphères de compétence.

L'établissement de prix concurrentiels à l'égard des ressources énergétiques aurait pour effet de promouvoir ce que je considère comme l'objectif fondamental de la politique énergétique, c'est-à-dire assurer une production et une consommation énergétique efficaces. Des prix non réglementés donneraient à ceux qui évoluent à l'intérieur des marchés énergétiques des signaux qui guideraient leurs décisions sur la production, la consommation et la conservation. Cette souplesse permettrait d'assurer que les modifications nécessaires seraient apportées si l'équilibre entre l'offre et la demande venait à être rompu. Un prix du marché uniforme permettrait également d'assurer que les ressources énergétiques les moins coûteuses seront exploitées les premières. Laisser les forces de l'offre et de la demande déterminer l'affectation des rares ressources énergétiques et rationner la consommation représente manifestement certains avantages. Pourtant, au Canada, nous avons pris des mesures qui ne tiennent pas compte des prix du marché, essentiellement en vue d'atteindre nos objectifs en matière d'énergie. Pourquoi a-t-on agi ainsi?

La première raison est liée aux augmentations soudaines de l'offre et des prix durant les années 70; le Canada a trouvé là une bonne raison pour ne pas fixer ses prix intérieurs du pétrole en fonction des prix mondiaux. Tant le Canada que les États-Unis ont adopté cette approche en 1973. De nombreux économistes estiment que ces mesures n'ont réussi qu'à épuiser davantage les ressources énergétiques insuffisantes de l'époque, mais il est des raisons aussi bien macro-économiques que micro-économiques pour atténuer les fortes augmentations de prix provoquées par des sources étrangères.

Une autre raison pour laquelle nous avons renoncé aux prix du marché tient au fait que les soudaines tendances à la hausse des prix dans les années 70 nous ont fait découvrir une autre



*[Text]*

to generate huge windfall profits that accrue to the owners of existing energy production in the event of a sharp price increase. Allowing market prices to prevail with no change in taxes would have led, in the 1970s, to the huge, unwarranted transfer of income from the energy consumers to energy-producing firms. In Canada, this situation was particularly unsatisfactory since most of the windfall would have accrued to foreign firms, which owned approximately 75 per cent of our oil and gas production.

A third reason why free market pricing would fail to produce desired results is that the market structure in some segments of the energy industry does not generate competitive price setting. Electricity is a case in point, but one on which I will focus later in the paper is natural gas. What economists refer to as economies of scale, or decreasing costs, create natural monopolies in oil and gas pipelines and militate against a situation of prices being set in markets with many buyers and many sellers.

A fourth reason is a political-jurisdictional one. The fact that Canada's provinces have ownership of energy resources while the federal government has constitutional responsibility for interprovincial and international trade and national economic management, makes federal-provincial agreements on energy pricing, taxation, and trade issues essential.

While these factors provide a rationale for having an energy policy, it is my opinion that they do not justify the departure from market pricing and the intervention in managing both the supply and demand sides of the market that Canada's recent energy policies have entailed.

The possibility of future energy price shocks, underscored in recent weeks by the escalating conflict in the Persian Gulf, implies only that the federal and provincial governments ought to have in place a mechanism whereby Canadian energy prices might be allowed to diverge for short periods of time from world prices. It does not, in my view, imply that Canada should have a permanent "made-in-Canada" oil price that bears little or no relation to the world price of oil.

Neither does the existence of large windfall profits justify the abandonment of market prices. Market prices are still the best mechanism for allocating resources to finding and producing energy. The role of energy policy in this context is to design energy taxes that collect these windfall profits without distorting decisions made by producers and consumers in energy markets. Such taxes would have to vary according to the type of energy being taxed and its cost of production.

While Canada needs an energy policy to address the limitations of markets and the realities of our constitution, that policy need not replace the market entirely with regulation;

*[Traduction]*

caractéristique unique des ressources énergétiques, c'est-à-dire leur capacité d'engendrer d'énormes bénéfices fortuits pour les propriétaires d'installations de production énergétique, advenant une augmentation soudaine des prix. Avoir laissé les prix du marché prendre le dessus sans modifier le régime fiscal aurait donné lieu, dans les années 70, à un énorme transfert injustifié de revenu des consommateurs d'énergie aux entreprises de production énergétique. Au Canada, cette situation était particulièrement insatisfaisante puisque la majeure partie de ces bénéfices fortuits serait revenue aux entreprises étrangères, qui détenaient quelque 75 p. 100 de notre production gazière et pétrolière.

La troisième raison pour laquelle le respect des prix du marché libre n'aurait pas produit l'effet désiré est que la structure du marché dans certains secteurs de l'industrie de l'énergie n'engendre pas de prix concurrentiels. L'électricité en est un bon exemple, mais je m'arrêterai surtout plus tard sur le gaz naturel. Ce que les économistes désignent comme des économies d'échelle, ou des coûts décroissants crée des monopoles naturels de pipelines gaziers et pétroliers et milite contre des situations où les prix sont établis sur les marchés à l'intérieur desquels évoluent quantité d'acheteurs et de vendeurs.

La quatrième raison est liée aux sphères de compétence. Comme les provinces canadiennes jouissent de la propriété de leurs ressources énergétiques tandis que le gouvernement fédéral exerce sa responsabilité constitutionnelle en matière de commerce interprovincial et international et de gestion économique nationale, les ententes fédérales-provinciales sur les prix de l'énergie, les impôts et le commerce prennent un aspect essentiel.

Si ces facteurs constituent la raison d'être d'une politique énergétique, j'estime qu'ils ne justifient ni le non-respect des prix du marché ni l'intervention au chapitre de la gestion de l'offre et de la demande, deux des caractéristiques des récentes politiques énergétiques du Canada.

Vu l'éventualité d'autres augmentations soudaines du prix de l'énergie, mise en valeur ces dernières semaines par le conflit qui s'accroît dans le golfe Persique, les gouvernements fédéral et provinciaux doivent mettre au point un mécanisme qui permettra au Canada de fixer à l'égard de ressources énergétiques des prix qui diffèrent des prix mondiaux et ce, pour de courtes périodes. À mon avis, cela ne signifie pas que le Canada devrait fixer une fois pour toutes un prix national qui ne se rapproche ni de près ni de loin du prix mondial.

De même, la possibilité d'un important bénéfice fortuit ne justifie pas que l'on fasse abstraction des prix du marché, lesquels constituent encore le meilleur mécanisme pour allouer des ressources à la découverte et à l'exploitation de ressources énergétiques. Dans ce contexte, la politique énergétique doit avoir pour objectif de prélever des impôts sur l'énergie afin d'absorber ce bénéfice fortuit sans déformer les décisions des producteurs et des consommateurs de ressources énergétiques. Ces impôts devraient varier selon le type d'énergie visé et son coût de production.

Si le Canada requiert une politique énergétique pour parer aux limites des marchés et aux réalités de sa constitution, il n'est pas nécessaire que cette politique remplace entièrement

## [Text]

instead, it should aim to improve upon the performance of the unimpeded market.

What would be the dimensions of such a market-oriented policy? The first and most important would be to allow the world price of oil to determine a single price for Canadian oil production, regardless of its source. In other words, the price of oil in Chicago would influence directly the Canadian prices for oil. We would not, in that situation, have a made-in-Canada oil price. The price of natural gas would also be more directly determined by market forces, both within Canada and in our export markets in the United States. Regulated electricity prices would continue to be regulated, but they would be more influenced by competing prices of oil and gas that do reflect market realities.

A second feature of a market-oriented energy policy would be a tax system designed to collect windfall profits where they exist, without unnecessarily distorting decisions on where to invest and what types of energy to produce. Such a tax system would incorporate provincial royalties which are already graduated for different broad types of oil and gas characterized by significant differences in production costs. A federal tax, perhaps similar to the Petroleum and Gas Revenue Tax, would be similarly graduated under such a system. Thus, instead of having the current situation that we have now, one of many different prices for oil, there would be a single price for oil with revenue and profit shares determined by the tax system.

A third feature of this policy would be a set of mechanisms for dealing with future supply or price shocks. If you are talking about moving to a more market-oriented energy policy that entails the risk of sharp upward or downward movements of the price in the future, it is imperative to have mechanisms in place for dealing with those. The domestic price of oil and other types of energy would be allowed to depart from market-determined levels only if externally-generated price shocks were so large as to be seriously destabilizing for the domestic economy, and also, if they were perceived to be temporary rather than permanent changes in relative prices for energy. It is my view that the price system offers the best mechanism for allocating energy supplies during periods of shortage. Thus, any departure should only be temporary. On the supply side, Canada has a sizeable strategic reserve in the form of excess capacity in the energy sector. The problems of distributing that excess capacity to parts of the country that are currently served by imports has been partly overcome with the extension of pipelines to eastern Canada, but it seems to me that further moves to increase deliverability of Canadian energy in times of shortage may still be warranted.

A fourth feature of a market-oriented energy policy would be greater reliance upon market prices as incentives for exploration and development. In the age of mega projects characterized by great geological, technical and financial uncertainties, there is some role for government support of energy exploration and development. It made sense, for example, for the fed-

## [Traduction]

les forces du marché par la réglementation; elle devrait plutôt viser à améliorer le rendement du marché libre.

Quelle serait l'ampleur d'une telle politique axée sur le marché? Le plus important élément en consisterait à se baser sur le prix mondial pour déterminer un seul prix pour la pétrole produit au Canada, quelle qu'en soit la source. Autrement dit, le prix du pétrole à Chicago influencerait directement les prix du pétrole canadien. Dans ce cas, nous n'aurions pas un prix du pétrole typiquement canadien. Le prix du gaz naturel serait aussi plus directement déterminé par les forces du marché, tant du Canada que de nos marchés d'exportation aux États-Unis. Les prix de l'électricité continueraient d'être réglementés, mais ils seraient davantage influencés par les prix concurrentiels du pétrole et du gaz qui tiennent compte des conditions du marché.

La seconde caractéristique d'une politique énergétique axée sur le marché serait de comprendre un système fiscal visant à absorber les bénéfices fortuits sans inutilement déformer les décisions liées aux investissements et aux types d'énergie à produire. Un système fiscal semblable tiendrait compte des redevances provinciales déjà graduées à l'égard de différentes grandes catégories de pétrole et de gaz dont les coûts de production peuvent varier grandement. Un impôt fédéral, semblable peut-être à la taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières (T.R.P.G.), serait gradué de la même façon dans le cadre de ce système. Par conséquent, plutôt que d'appliquer un des divers prix du pétrole, comme on le fait actuellement, on n'aurait qu'un seul et même prix pour le pétrole, et les parts de revenus et de profits seraient déterminées par le système fiscal.

Un troisième élément de cette politique consisterait en un ensemble de mécanismes conçus pour parer aux augmentations futures de l'offre ou du prix. Si l'on envisage de mettre en vigueur une politique énergétique qui soit davantage axée sur le marché et, qui risque d'entraîner de brusques augmentations ou diminutions de prix, il est essentiel de disposer des mécanismes voulus pour parer aux fluctuations actuelles. Le prix intérieur du pétrole et d'autres ressources énergétiques pourrait différer des prix déterminés par le marché uniquement si les hausses de prix provoquées par l'étranger étaient si considérables qu'elles risqueraient de perturber gravement l'économie intérieure et qu'elles fussent considérées comme provisoires plutôt que permanentes. Je suis d'avis que ce mécanisme permettra le mieux de répartir les ressources énergétiques pendant les pénuries. Aussi tout écart devrait-il être provisoire. Sur le plan de l'offre, le Canada possède une importante réserve stratégique. Les problèmes de répartition de cet excédent dans des parties du pays qui sont maintenant desservies par l'étranger ont été partiellement résolus par le prolongement des pipelines jusque dans l'Est du Canada, mais il me semble que d'autres mesures visant à accroître la capacité de production énergétique du Canada en temps de pénurie pourraient tout de même être justifiées.

La quatrième caractéristique d'une politique axée sur le marché consisterait à compter davantage sur les prix du marché afin de promouvoir l'exploration et l'exploitation. En cette ère de mégaprojets que caractérisent de grandes incertitudes de nature géologique, technique et financière, le gouvernement doit certainement appuyer la prospection et l'exploitation éner-



*[Text]*

eral government to subsidize a search for frontier energy in 1980 through the PIP program, because little is known at the time about the extent of commercially viable reserves in the frontiers, and also because energy prices were expected to keep on rising through the 1980s. In that situation there was a general benefit to Canadians to speed up exploration by having government underwrite some of the cost and the risk. Prices are no longer rising, however, and excess capacity overhangs the world oil market. Huge subsidies to frontier exploration now promote a costly misallocation of Canada's scarce capital resources.

These are the key features of a more flexible energy policy for Canada. In my view they are quite different from existing policies. Frequent changes in policy can create uncertainty, and it can be bad for confidence in the energy industry and can reduce new investment. The present policy has required continuous piecemeal changes to respond to market pressures. Surely, this approach to energy policy creates greater uncertainty than would a systematic move to a more flexible market-oriented energy policy.

How do we get from where we are to a more market-oriented policy? Some changes could be made quickly, others would have to be phased-in or grandfathered to protect those who made investment decisions because of incentives provided by the NEP. Some important changes could be made right away. The most important, both symbolically and substantively, would be to deregulate the price of crude oil. Deregulating oil prices would not impose a major price increase on Canadian consumers. The blended price of crude oil under the existing complex pricing formula is presently about 95 per cent of the world price. Moving to 100 per cent of the world price would be relatively painless and would have significant benefits. It would allow us to dismantle the complex petroleum compensation scheme adopted in the 1970s to subsidize domestic oil users. It would also reduce uncertainty about future pricing. Market participants would still have to form expectations about the course of world oil prices but they would no longer have to guess what domestic pricing regulations would be.

Changes in natural gas pricing policies could also commence immediately. The artificial ceiling of 65 per cent of the heating equivalent price of oil could be dropped once oil prices are deregulated. Although natural gas is a substitute for oil in some uses, forces at play in natural gas markets are often quite different from those in oil markets and call for movement in gas prices unrelated to changes in oil prices. In addition to decoupling gas from oil prices, Canadian gas export sales should be more sensitive to demand conditions in the United

*[Traduction]*

gétiques. Il était sensé, par exemple, que le gouvernement subventionne la recherche de ressources énergétiques dans les régions éloignées en 1980 dans le cadre du Programme des encouragements pétroliers (P.E.P.) parce qu'à cette époque on avait peu de données sur la viabilité commerciale des réserves situées dans ces zones éloignées et qu'on s'attendait que les prix de l'énergie continuent d'augmenter durant les années 80. Dans ce contexte, il était donc dans l'intérêt des Canadiens d'accélérer la prospection en demandant au gouvernement d'assumer une partie des coûts et des risques. Toutefois, les prix ne sont plus à la hausse et l'excédent potentiel menace le marché mondial du pétrole. D'énormes subventions au titre de la prospection dans les régions éloignées favorisent aujourd'hui une affection coûteuse et inopportune des rares capitaux canadiens.

Voilà donc les éléments clés d'une politique énergétique plus souple pour le Canada. À mon avis, cette politique différerait considérablement des politiques existantes. De fréquents changements d'orientation peuvent engendrer l'incertitude, ce qui mine la confiance en l'industrie des ressources énergétiques et risque de réduire les nouveaux investissements. Il a fallu continuellement modifier à droite et à gauche la politique actuelle pour répondre aux pressions du marché. Certes, cette approche ne réussit qu'à créer plus d'incertitude que ne le ferait l'adoption systématique d'une politique énergétique plus souple et axée sur le marché.

Mais comment instaurer une politique davantage axée sur le marché? Certaines modifications peuvent être apportées rapidement, d'autres devront être apportées progressivement ou de façon à protéger ceux qui ont pris des décisions en matière d'investissement par suite des incitatifs offerts par le Programme énergétique national. Certaines modifications importantes pourraient être apportées sur-le-champ. La plus importante, tant en termes symboliques qu'en termes réels, serait de déréglementer le prix du pétrole brut. Cette mesure n'imposerait pas aux consommateurs canadiens une importante augmentation des prix. Le prix de fusion du pétrole brut, établi selon la formule complexe actuellement appliquée, est d'environ 95 p. 100 du prix mondial. Le fait d'aligner notre prix sur le prix mondial n'entraînerait pas de répercussions profondes et on en retirerait des avantages considérables. Cela nous permettrait de mettre fin au programme complexe de compensation adopté dans les années 70 dans le but de subventionner les utilisateurs de pétrole canadien, et d'atténuer le degré d'incertitude qui règne face aux prix futurs. Ceux qui évoluent à l'intérieur des marchés continueront de nourrir des attentes quant à la fluctuation des prix mondiaux du pétrole, mais ils n'auront plus à conjecturer sur les règlements relatifs au prix intérieur.

Il serait également possible de modifier immédiatement les méthodes de fixation du prix du gaz naturel et d'ainsi baisser le prix maximal du gaz naturel artificiellement fixé à 65 p. 100 de celui du mazout, une fois les prix du pétrole déréglementés. Quoique dans certains cas le gaz naturel soit substitué au pétrole, les forces des marchés du gaz naturel diffèrent assez souvent de celles des marchés du pétrole, et provoquent des fluctuations des prix du gaz indépendantes de celles des prix du pétrole. En plus de distinguer les prix du gaz de ceux du

## [Text]

States. This could be achieved by allowing natural gas exporters in conjunction with gas pipeline companies to negotiate contract prices with U.S. customers. This would imply that to be competitive Canadian gas would have to be priced in relation to local market conditions in disparate geographical regions of the United States. The common export price for natural gas would therefore disappear. Export sales could still be subject to government approval under this system.

A flexible export price for natural gas should be matched by a phased deregulation domestic gas pricing. This would mean eliminating the Toronto City gate price of gas set jointly by the Federal Government and producing provinces and returning to the market pricing system that existed prior to 1974. To facilitate direct contracting between producers of gas and buyers, that is, the gas distribution companies, steps should be taken to make major gas pipelines common carriers. This would mean that pipelines would not exert market power by virtue of being the sole buyers of natural gas.

Changes to the existing Petroleum Incentives Program could not be made overnight without creating chaos for companies participating in frontier exploration. Thus, changes to PIP should be phased in. The existing program is to far too generous and has caused a massive shift of exploration and development away for conventional and recovery projects to the high-cost, high-risk frontiers. After three years of PIP, Canadians now have a better idea of the extent of the nation's frontier energy resources, but the world situation has changed from one of excess demand and rising prices to one of excess capacity and declining real energy prices. Thus, the rationale for heavy subsidization of frontier activity has been seriously eroded. This means that a phased reduction of PIP payments could be announced soon. The existing Petroleum Incentives Program was to run until 1986, when it was to be re-examined and altered if necessary. A more market-oriented policy would immediately reduce the grants offered on new projects and honour PIP's commitments on existing projects through the end of 1985. Indeed, it would be worth considering whether PIP should be eliminated altogether after 1986 and replaced with a less discriminatory, tax-based incentive system.

One final change that would take some time to implement would be to work to improve Canada's ability to deal with future energy shocks within a market-oriented policy framework. This would involve a working out between the federal government and the provinces both a pricing strategy and supply strategy and would have to take account of Canada's inter-

## [Traduction]

pétrole, les ventes à l'exportation de gaz canadien devraient mieux tenir compte de la demande aux États-Unis. On pourrait y arriver en permettant aux exportateurs de gaz naturel, de concert avec les sociétés d'exploitation de gazoducs, de négocier des contrats avec les clients américains. Pour que le gaz canadien soit concurrentiel, le prix devrait en être fixé par rapport aux conditions des marchés de diverses régions géographiques américaines. Il n'y aurait donc plus de prix uniforme du gaz naturel à l'exportation. Les ventes à l'exportation pourraient quand même être assujetties à l'approbation du gouvernement en vertu du système.

L'assouplissement du prix du gaz naturel à l'exportation devrait correspondre à la déréglementation progressive des prix du gaz intérieur. Cela entraînerait l'élimination du prix du gaz à Toronto qu'établissent conjointement le gouvernement fédéral et les provinces productrices, ainsi que le retour au système d'établissement des prix par le marché, qui existait avant 1974. Pour faciliter la conclusion de contrats directement entre producteurs et acheteurs de gaz, c'est-à-dire les sociétés de distribution de gaz, il faudrait prendre des mesures pour transformer les principaux gazoducs en transporteurs communs. Cela signifierait que les exploitants de pipelines n'exerceraient pas de pouvoir sur le marché en leur qualité d'acheteurs exclusifs de gaz naturel.

Il sera impossible de modifier du jour au lendemain l'actuel Programme d'encouragements pétroliers sans jeter la confusion chez les sociétés qui s'adonnent à la prospection dans les zones éloignées. Aussi les modifications au PEP devraient-elles être graduelles. Actuellement, le programme est beaucoup trop généreux et a considérablement réduit les activités de prospection et d'exploitation effectuées dans le cadre de projets conventionnels et de récupération au profit d'activités dans les régions éloignées comportant des coûts et des risques élevés. Après trois ans d'application du PEP, les Canadiens ont une meilleure idée de l'ampleur des ressources énergétiques des régions éloignées, mais la situation mondiale a changé, passant d'une demande excessive et de prix à la hausse à une capacité d'excédent et à une baisse des prix réels de l'énergie. Par conséquent, il est aujourd'hui difficile de justifier les fortes subventions versées au titre des activités dans les zones éloignées. Une réduction progressive des paiements accordés dans le cadre du PEP pourrait donc être annoncée sous peu. Il avait été prévu d'appliquer le Programme d'encouragements pétroliers jusqu'en 1986, année où il devait être réexaminé et modifié au besoin. Une politique davantage axée sur le marché aurait immédiatement pour effet de réduire les subventions accordées au titre de nouveaux projets et permettrait d'honorer les engagements pris dans le cadre du PEP de subventionner les travaux en cours jusqu'à la fin de 1985. Il vaudrait effectivement la peine d'envisager de supprimer complètement le PEP après 1986 et de le remplacer par un système de stimulants fiscaux de nature moins discriminatoire.

Enfin, le dernier changement serait effectué à longue échéance et consisterait à accroître la capacité du Canada de parer aux futures augmentations soudaines des prix énergétiques dans le contexte d'une politique orientée vers le marché. Il faudrait pour cela que le gouvernement fédéral et les provinces s'entendent sur un mode d'établissement des prix et sur une



## [Text]

national commitments through the International Energy Agency.

In conclusion, Canadians have an opportunity at the end of this year to alter energy policy in ways that would increase our flexibility in dealing with unforeseeable energy developments in the future. The challenge we face for the coming decades is to accept and absorb the necessary cost of potential future energy shocks without incurring additional unnecessary costs. If we can meet this challenge, future changes in energy markets will promote, rather than threaten, our prosperity.

**The Chairman:** On page nine of your opening statement you indicate that the world situation has changed from one of excess demand and rising prices to one of excess capacity and declining real energy prices and that, therefore, the rationale for heavy subsidization of frontier activity has been seriously eroded. You go on to indicate that PIP should be phased out and that, perhaps, income tax replace it as a means of subsidization. I believe the Canadian people have invested something like \$7 billion in exploration, delineation, establishing structures and so forth in the north. Should the Canadian people just walk away from that investment and say that it was a worthwhile expenditure?

**Mr. Carmichael:** No, I do not think so at all. The investment that has been underwritten by Canadian taxpayers has shown some results. My position is that these grants made some sense in 1980 because we apparently faced a very unstable international oil market for several more years into the future and we had explored in Canada extensively our conventional areas. We had some preliminary information about what was available in the frontiers and we had reason to believe that there may very well be large resources available there. But we also knew that the risks and costs of finding out what we had up there were quite high and that there was a need for further incentives to private firms to go into these areas to find out this information for Canadians, to increase our knowledge and understanding of exactly what our resource base is and also our understanding of how much it is likely to cost us to develop that resource base.

I do not agree entirely with the structure of the PIP program. The 80 cent dollar, for example, does not encourage an efficient way of going about these things. However, in saying that it was justified in 1980, I am suggesting that we had a large degree of ignorance in terms of what was available in the frontiers. Today we have far less a degree of ignorance about what is available, the point being that, under the changed circumstances and given the additional information that we now have, it is no longer warranted to continue to subsidize at the rate that has been in place up to this point. That, however, in my view, does not mean walking away from it. No one is going to walk away from promising finds that have been developed over the last few years.

## [Traduction]

stratégie de l'offre, et qu'ils tiennent compte des engagements internationaux qu'a pris le Canada par l'intermédiaire de l'Agence internationale de l'énergie.

Pour conclure, les Canadiens auront, à la fin de l'année, l'occasion de modifier la politique énergétique de façon à augmenter leur liberté d'actions face aux événements imprévisibles qui pourraient survenir dans le domaine de l'énergie. Notre défi, ces prochaines décennies, consistera à accepter et à assumer le relèvement obligatoire du prix de l'énergie sans devoir subir de coûts additionnels inutiles. Si nous réussissons à relever ce défi, les changements qui se produiront sur les marchés de l'énergie favoriseront notre prospérité plutôt qu'ils ne la menaceront.

**Le président:** À la page 9 de votre déclaration d'ouverture, vous dites que la situation mondiale est passée d'une demande excessive et d'une hausse des prix à une capacité d'excédent et à une baisse des prix réels de l'énergie et que, par conséquent, on ne peut plus justifier les fortes subventions versées au titre des activités dans les régions éloignées. Vous poursuivez en disant que le PEP devrait être graduellement aboli et que, peut-être, l'impôt sur le revenu pourrait s'y substituer à titre de mode de financement. Je crois que les Canadiens ont investi quelque 7 milliards de dollars dans la prospection, la délimitation de zones, l'établissement de structures, et ainsi de suite, dans le Nord. Devraient-ils tout simplement tourner le dos à cet investissement et affirmer que la dépense en valait bien la peine?

**M. Carmichael:** Non, pas du tout. Les investissements des contribuables canadiens ont porté quelques fruits. Je suis d'avis que ces subventions étaient sensées en 1980 parce que nous allions apparemment devoir faire face à un marché international du pétrole très instable pendant plusieurs autres années et que nous avions déjà exploré dans une grande mesure les ressources conventionnelles du Canada. Nous possédions des renseignements sur les ressources des régions éloignées et avions des raisons de croire qu'il pouvait s'agir d'importantes ressources. Mais nous savions également que les risques et les coûts associés aux recherches étaient très élevés et qu'il fallait accorder d'autres incitatifs aux sociétés privées pour qu'elles se rendent dans ces régions pour mieux renseigner les Canadiens afin qu'ils puissent juger exactement de l'ampleur de leurs ressources et des coûts qu'il leur faudrait probablement assumer pour les exploiter.

Je n'approuve pas entièrement la structure du Programme d'encouragements pétroliers. Par exemple, les 80 cents que vaut notre dollar ne favorisent pas l'efficacité. Toutefois, affirmant que cela était justifié en 1980, je prétends que nos connaissances des ressources disponibles dans les régions éloignées laissent grandement à désirer. Aujourd'hui, nous sommes bien plus au courant et, vu le nouveau contexte et les renseignements supplémentaires dont nous disposons, il n'est plus justifié de continuer à subventionner des activités aux taux en vigueur jusqu'ici. Toutefois, à mon avis, il n'est pas non plus nécessaire de tout laisser tomber. Personne ne tournera le dos à des découvertes pleines de promesses qui ont été réalisées ces dernières années.

[Text]

**The Chairman:** You are suggesting, then, that we have spent several billion dollars in learning a lesson on what exists up there? Are you suggesting that we simply leave the resources for someone else to explore, to bring onstream and to develop?

**Mr. Carmichael:** In many cases, we know that the resources are going to get the international price, the new oil reference price. We do not know what the tax regime is going to be. Companies have been investigating, however, and are prepared to continue their efforts in these areas. I do not see any of them walking away from these developments. If they do not, Canadians will eventually be repaid, to some extent, with revenues from those resources.

**The Chairman:** I did not mean to suggest that the companies would walk away from it. It seems to me, however, that you are advocating that the government walk away from it.

**Mr. Carmichael:** I am really suggesting a review of the PIP program with a view to reducing the size of the grants.

**The Chairman:** Even with a view to phasing it out?

**Mr. Carmichael:** Possibly phasing it out, but what is suggested is that it be replaced with a tax base incentive system similar to what was in place prior to the National Energy Program in the form of depletion allowances. Even depletion allowances can be overly generous, I recognize that, but one of the advantages of a tax base system is that it would not favour some areas for exploration at the expense of others to quite the same extent that the PIP system does.

**The Chairman:** Leaving it to depletion leaves it to the companies with the cash flow, does it not?

**Mr. Carmichael:** There have been suggestions of ways in which tax credits could be given to smaller Canadian firms that do not have cash flows.

**Senator Kirby:** Mr. Carmichael, I begin with a difficulty in that I am not an economist. I wonder if I might ask you a couple of questions about some of the words that you have slipped into your presentation. First, you seem to use interchangeably the phrases "world price" and "market price." In your view, do they represent the same thing?

**Mr. Carmichael:** At the present time, the world price and the market price of oil are the same.

**Senator Kirby:** I believe that you go a little further to talk about market set prices, market mechanisms and so on. You would view the world price as being set by the market, would you?

**Mr. Carmichael:** Yes.

**Senator Kirby:** You would not attempt to qualify that in any way by noting that, essentially, the market is a cartel? I am a little puzzled by your taking what I might call the classical economist's allegiance to market forces, yet your failure to take account of the fact that, fundamentally, the market which you seem to be supporting so strongly in your presentation is

[Traduction]

**Le président:** Donc, à votre avis, nous avons dépensé plusieurs milliards de dollars pour apprendre ce que recelaient ces régions éloignées? Pensez-vous que nous devrions tout simplement confier l'exploration de nos ressources à d'autres pour qu'ils les mettent à jour et les exploitent?

**M. Carmichael:** Dans bien des cas, nous savons que ces ressources seront vendues au prix international, au nouveau prix de base du pétrole. Nous ne savons encore en quoi consistera le régime fiscal. Des sociétés ont toutefois effectué des études à ce sujet et sont prêtes à poursuivre leurs efforts dans ces domaines. Elles s'intéressent toutes à ces ressources et si elles en profitent, les Canadiens seront remboursés, un jour ou l'autre, dans une certaine mesure, grâce aux recettes qu'on en tirera.

**Le président:** Je ne prétendais pas que les sociétés s'en désintéresseraient, mais vous me semblez recommander au gouvernement de s'en dissocier.

**M. Carmichael:** Je propose en fait une révision du PESP en vue de réduire le montant des subventions.

**Le président:** Et peut-être même en vue de le supprimer graduellement?

**M. Carmichael:** Peut-être, mais on propose surtout de le remplacer par un régime de stimulants fiscaux analogue aux déductions pour épuisement qui existaient avant le lancement du Programme énergétique national. Je reconnais que même ces déductions peuvent être trop généreuses, mais contrairement au PESP, un régime fiscal aurait l'avantage de ne pas favoriser certains secteurs de prospection aux dépens des autres.

**Le président:** Les déductions pour épuisement profiteraient aux sociétés dotées de ressources d'autofinancement, n'est-ce pas?

**M. Carmichael:** On a proposé des moyens d'offrir des crédits d'impôt à de petites sociétés canadiennes ne disposant pas de ressources d'autofinancement.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur Carmichael, n'étant pas économiste, je suis dans une position défavorable. Si vous le permettez, je vous poserai quelques questions au sujet de certains termes que vous avez employés dans votre exposé. Premièrement, vous semblez utiliser indifféremment les expressions «prix mondial» et «prix du marché». A votre avis, représentent-elles la même chose?

**M. Carmichael:** A l'heure actuelle, le prix mondial et le prix du marché sont les mêmes pour le pétrole.

**Le sénateur Kirby:** Je crois que vous parlez également de prix fixés par le marché, de mécanismes de marché, etc. Vous estimez que le prix mondial est fixé par le marché, n'est-ce pas?

**M. Carmichael:** En effet.

**Le sénateur Kirby:** Vous ne tenteriez pas de nuancer le moins possible cette affirmation en faisant remarquer qu'essentiellement, le marché est régi par un cartel? Vous prenez ce que je pourrais appeler l'engagement classique de l'économiste envers les forces du marché, et pourtant, vous ne tenez pas compte du fait qu'essentiellement, le marché que vous semblez



[Text]

not a market in the classical economist's sense of the word, as I understand it. How do you account for that discrepancy?

**Mr. Carmichael:** That is a very good question, sir. There is considerable debate among economists—

**Senator Kirby:** On anything, I would guess.

**Mr. Carmichael:** On anything, yes; on the extent to which OPEC has in fact been an effective cartel. In other words, there is debate on the extent to which OPEC has either controlled supply or, on the other hand, controlled price. The events of the past two or three years have suggested to many that OPEC was in a position, in the 1970s, to take advantage of market situations, which it did. When spot market prices went up quite sharply in 1975, OPEC pushed the price of oil up. When it went up in 1979, OPEC pushed the price up.

Then there is a group of economists who would argue that, in large part, it was not necessarily the large reductions in supply that were introduced by OPEC as a cartel action that pushed up the prices, but was a combination of political events in various parts of the world that actually sparked speculation, hoarding and that sort of activity. These economists would argue that spot market prices moved up very sharply and that OPEC moved with a lag to go to the spot market price. In the same way, in early 1983 the spot market prices for oil moved down quite sharply. The official price was \$34 a barrel. Spot prices got as low as \$27 a barrel and OPEC eventually went to \$29.

**Senator Kirby:** Under those circumstances and under your proposal, would you have expected the Canadian price to drop? I am curious to see whether you believe in market forces that go in only one direction or those that go in both.

**Mr. Carmichael:** I believe in market forces going in both directions. Would I have expected the Canadian price to drop in 1983?

**Senator Kirby:** Yes.

**Mr. Carmichael:** Yes.

**Senator Kirby:** You would, and you would have, effectively, advocated that that happen. I want to come back to that point in a moment, but by way of a sort of historical element, what is your view of the Canadian energy policy pre-1973 or 1974, that is to say, when the Borden Line was in existence? I have to assume that you would be opposed to that; that is, you would be opposed to the Canadian policy that ultimately led to prices being higher in one part of Canada than in another and, therefore, to the development of western energy resources. Is that right?

**Mr. Carmichael:** I am not necessarily opposed to these things, as long as the objectives are fairly stated and Canadians are aware of what they are after. In the case of the national oil policy, I think that the Canadian government was attempting to use oil pricing policy as a regional development tool.

[Traduction]

défendre avec tellement de conviction dans votre exposé n'est pas, si je comprends bien, un marché tel qu'on l'entend dans le sens classique du terme employé par les économistes. Comment expliquez-vous cette contradiction?

**M. Carmichael:** Votre question est très pertinente, monsieur. Les économistes engagent des débats considérables—

**Le sénateur Kirby:** Sur quoi que ce soit, je présume.

**M. Carmichael:** Oui, et sur la mesure dans laquelle l'OPEP a été en fait, un cartel efficace. En d'autres termes, il n'y a pas de consensus sur la mesure dans laquelle l'OPEP a, d'une part, contrôlé l'offre et, d'autre part, contrôlé les prix. Les événements des deux ou trois dernières années ont amené beaucoup de gens à penser que l'OPEP était en mesure, dans les années 70, de tirer parti de la situation du marché, et elle l'a fait. En 1975, lorsque les prix au comptant ont grimpé, l'OPEP a augmenté le prix du pétrole. Le même scénario s'est déroulé en 1979.

Ainsi, un groupe d'économistes soutient que, pour une grande part, les prix n'ont pas augmenté nécessairement en raison des réductions massives de l'offre apportées par l'OPEP en tant que cartel, mais à la suite d'une série d'événements politiques dans diverses parties du monde, qui ont déclenché les spéculations, la thésaurisation et ce genre d'activités. Ces économistes soutiennent que les prix au comptant ont augmenté très brusquement et que l'OPEP a alors tardé à réagir. De même, au début de 1983, les prix au comptant du pétrole ont baissé très brusquement. Le prix officiel s'élevait à 34 \$ le baril, mais les prix au comptant ont baissé jusqu'à 27 \$ le baril et l'OPEP a finalement demandé 29 \$.

**Le sénateur Kirby:** Dans ces circonstances et selon votre proposition, vous attendiez-vous à une baisse du prix canadien? Je suis curieux de savoir si vous croyez que les forces du marché ne s'exercent que dans un sens.

**M. Carmichael:** Je crois que les forces du marché vont dans les deux sens. Vous me demandez si je m'attendais à une baisse du prix canadien en 1983?

**Le sénateur Kirby:** C'est exact.

**M. Carmichael:** Je m'y attendais.

**Le sénateur Kirby:** Vous vous y attendiez, et vous auriez effectivement recommandé l'adoption d'une mesure en ce sens. Je reviendrai sur ce point dans un instant; entretemps, en guise d'analyse rétrospective, que pensez-vous de la politique énergétique qui était en vigueur au Canada avant 1973 ou 1974, c'est-à-dire lorsque la ligne Borden existait? Je présume que vous vous y opposiez, c'est-à-dire que vous vous opposiez à la politique canadienne qui a abouti à des prix plus élevés dans certaines parties du Canada par rapport à d'autres et partant, à la mise en valeur des ressources énergétiques de l'Ouest. Est-ce exact?

**M. Carmichael:** Je ne m'oppose pas nécessairement, à ce genre de chose, pour autant que les objectifs soient énoncés impartialement et que les Canadiens sachent ce qu'ils désirent. Dans le cas de la politique pétrolière nationale, je pense que le gouvernement canadien tentait de se servir de la politique de tarification du pétrole pour favoriser l'expansion régionale.

[Text]

**Senator Kirby:** Therefore, in your view it is all right to interfere with the market in that case? I suppose that I am a little puzzled. You seem to be advocating market intervention if necessary but not necessarily market intervention, to use an old Canadian phrase. I am not quite clear on the circumstances under which, on the one hand, you advocate that market forces be the dominant characteristic, yet, on the other hand, you seem to put forward all sorts of exceptions, including, by the way, your natural gas pricing proposals. That, however, is a separate issue.

**Mr. Carmichael:** The only situations where I advocate departing from the market price are the three which are outlined in the paper. In other words, this paper does not say that we should use markets entirely. It says that markets fail, in the case of energy, in a number of areas and that we do need an energy policy to address those situations.

**Senator Kirby:** The Borden Line policy clearly does not meet any of your exceptions?

**Mr. Carmichael:** No, it does not. I do accept, however, that the federal government in Canada is responsible for regional development. All I would say, as an economist, would be that, if you want to achieve the goal or the objective that is laid out in this paper, which is efficient patterns of production and consumption of energy, then you would not interfere with market price when you did not have to. However, in cases where you want to achieve other objectives, you can do so by altering prices. I was not advocating the national oil policy, but I was saying that there was a direct government decision to encourage regional development in western Canada by that type of pricing arrangement. It was fairly clear.

**Senator Kirby:** I suppose that leads to this question: What is your view of the objectives of the NEP, particularly the self-sufficiency objective? It seems to me that, if you were prepared to accept regional development as a legitimate public policy pre-1973, post-1973 you might well have been prepared to accept self-sufficiency as an objective. In that case, I assume that it would logically follow that you do not have difficulty with not following the market price and, indeed, using incentives to achieve that objective.

**Mr. Carmichael:** What I have been trying to point out is just that any deviations from the market price impose certain costs; that we can achieve these other objectives if we choose to do so. We can achieve energy self-sufficiency in Canada if we choose to do so. We can use energy policy to promote regional development if we choose to do so, but if we do, it will be at the cost of efficient production and consumption of energy in Canada. We will either be paying more for our energy that we would need to, or less.

**Senator Kirby:** As I understand it, you are not attempting to indicate your personal views on whether these are appropriate objectives for public policy?

[Traduction]

**Le sénateur Kirby:** À votre avis, dans pareil cas, est-il convenable de s'ingérer dans le marché? Je suis un peu perplexe. Vous semblez préconiser une intervention sur le marché au besoin, mais pas d'office. Je ne m'explique pas très bien pourquoi, d'une part, vous préconisez la primauté des forces du marché alors que, d'autre part, vous semblez présenter toutes sortes d'exceptions, dont, soit dit en passant, vos propositions de tarification du gaz naturel. C'est toutefois là une question à part.

**M. Carmichael:** Je ne recommande qu'on s'écarte du prix du marché que dans les trois cas exposés dans le mémoire. En d'autres termes, on ne dit pas dans ce document que nous devrions nous servir entièrement des marchés. On dit que, dans le cas de l'énergie, les marchés échouent dans certains secteurs et que nous avons bel et bien besoin d'une politique énergétique pour remédier à ces problèmes.

**Le sénateur Kirby:** La politique concernant la ligne Borden ne fait manifestement pas partie de l'une quelconque de vos exceptions.

**M. Carmichael:** Non, elle n'en fait pas partie. Je conviens toutefois qu'au Canada, le gouvernement fédéral est chargé de l'expansion régionale. En tant qu'économiste, tout ce que je puis dire c'est que si l'on désire atteindre le but ou l'objectif exposé dans ce mémoire, soit concevoir des modèles efficaces de production et de consommation d'énergie, on n'influe pas inutilement sur le prix du marché. Toutefois, si l'on désire atteindre d'autres objectifs, on peut alors modifier les prix. Je ne préconisais pas d'adopter la politique pétrolière nationale, mais je disais que concluant ce genre d'entente de tarification, le gouvernement avait directement décidé de favoriser l'expansion régionale dans l'Ouest du Canada. C'était assez évident.

**Le sénateur Kirby:** Cela m'amène à poser la question suivante: que pensez-vous des objectifs du PEN, particulièrement de celui qui porte sur l'autosuffisance? Il me semble que, si vous étiez prêt à convenir que l'expansion régionale constituait une politique d'intérêt public légitime avant 1973, vous auriez pu tout aussi bien, après 1973, être disposé à accepter l'objectif de l'autosuffisance. Dans ce cas, il s'ensuivrait logiquement que vous n'auriez aucune difficulté à ne pas adopter le prix du marché et, en fait, à utiliser des stimulants pour atteindre cet objectif.

**M. Carmichael:** J'ai simplement tenté de souligner que toute déviation du prix du marché entraîne certains frais et que nous pouvons atteindre ces autres objectifs si nous le désirons. Nous pouvons parvenir à l'autosuffisance énergétique au Canada. Nous pouvons recourir à la politique énergétique pour favoriser l'expansion régionale, mais si nous décidons de le faire, cela sera préjudiciable à la production et à la consommation efficaces d'énergie au Canada. Nous paierons notre énergie plus cher qu'il n'est nécessaire, ou moins cher.

**Le sénateur Kirby:** Si je comprends bien, vous n'essayez pas d'émettre une opinion personnelle sur l'opportunité d'intégrer ces objectifs à la politique d'intérêt public?



## [Text]

**Mr. Carmichael:** In the paper, what I suggested as an appropriate view is that we return to having efficiency in production and consumption of oil as a primary objective at this particular point in time.

**Senator Kirby:** I do not know if we have ever been there. We certainly were not there previously. With the Borden Line, it was just a different set of objectives but I am not sure that "return" is a fair statement.

There are two other issues that bother me in your paper. Let me say that I understand that economists are unable to deal with distributional issue. Of course, one of the interesting things is that distributional issues of public policies are often the most important to politicians and that economic theory is unable to deal with that. I say that in the context of noting that in two or three places on page 6 and page 7 you very carefully slide over the question of rent-shares between all the players. I presume that in part you are talking in large measure of the federal and provincial governments. In the other case, I suppose you are talking about the rent-shares with industry as well. That leads me to the question, particularly in the light of some of the comments you have made in the paper which you and Mr. Stewart authored last year, *Lessons from the National Energy Program* with respect to the nature of the federal-provincial process in this country. I cannot resist asking you how you see issues like rent-shares being resolved in the absence of an agreement among the player. We all know there are some people speaking out on the nature of federal-provincial relations these days who are making the argument which, in a nutshell, says, "Do not worry, I can reach an agreement with anyone on anything." That is easy to say. The interesting question is: What do you do in the case of failure to reach an agreement? Having participated in a number of these negotiations, I realize that a lot of your comments on rent-shares show the fundamental crux, as you point out in your early paper, of that issue. I realize this is a non-economic question and you might decide to duck it; but how, in a country like this, do you really resolve issues like that?

**Mr. Carmichael:** I guess I would take issue with whether or not you can resolve issues.

**Senator Kirby:** A non-decision is a decision. In other words, the issue is resolved in some capacity or other, even if no decision is taken.

**Mr. Carmichael:** You asked me if we did not have agreements; in the absence of agreements, how could we resolve the sharing question? My answer would be that, whether you have agreements or you do not have agreements, you do not necessarily resolve the sharing question. In other words, there was an agreement; there was the September 1981 agreement which very precisely laid out what the shares were going to be between the various participants. We are nowhere near the

## [Traduction]

**M. Carmichael:** Dans le mémoire, j'ai proposé qu'un retour à une production et à une consommation efficaces de pétrole constitue pour l'instant notre principal objectif.

**Le sénateur Kirby:** J'ignore si tel a déjà été le cas. Il n'y avait avec la ligne Borden qu'un ensemble différent d'objectifs, mais je ne suis pas sûr qu'on puisse parler à juste titre de «retour».

Il y a deux autres points de votre mémoire qui me préoccupent. Laissez-moi vous dire que je comprends pourquoi les économistes sont incapables de s'occuper des questions de partage. Bien entendu, un des points intéressants, c'est que les questions de partage qui sont d'intérêt public sont souvent les plus importantes aux yeux des politiciens, et que les théories économiques ne parviennent pas à tirer ces questions au clair. Si je dis cela, c'est que je remarque qu'à deux ou trois endroits, aux pages 6 et 7, vous prenez bien soin de n'effleurer que la question des parts de rente destinées à tous les participants. Je présume que, dans un cas, vous parlez en grande partie du fédéral et des gouvernements provinciaux. Dans l'autre, vous parlez sans doute des parts de rente destinées à l'industrie. Cela m'amène à vous poser une question, surtout en raison de certaines observations que vous avez faites dans le document que vous et M. Stewart avez rédigé l'année dernière, intitulé *Lessons from the National Energy Program*, et qui traite de la nature du processus fédéral-provincial au Canada. Je ne puis m'empêcher de vous demander comment vous croyez que des questions telles que les parts de rente, peuvent être réglées en l'absence d'une entente entre les participants. Nous savons tous que certaines personnes, en parlant de la nature actuelle des relations fédérales-provinciales, soutiennent en bref qu'on n'a pas à s'inquiéter, qu'elles peuvent conclure une entente avec n'importe qui et sur quelque sujet que ce soit. Facile à dire. Je serais curieux de connaître la réponse à la question suivante: que fait-on faute de parvenir à une entente? Comme j'ai participé à bon nombre de négociations de ce genre, je sais qu'une foule de vos observations sur les parts de rente traduisent le point capital, comme vous le souligniez dans votre mémoire antérieure. Je me rends compte que ma question n'est pas d'ordre économique et que vous déciderez peut-être de l'éluder, mais je la pose quand même: comment, dans un pays comme le nôtre, peut-on réellement résoudre des problèmes de ce genre-là?

**M. Carmichael:** Je débattrais plutôt la question de savoir si l'on peut régler ces problèmes.

**Le sénateur Kirby:** En s'abstenant de prendre une décision, on en prend quand même une. En d'autres termes, on règle la question d'une façon ou d'une autre, même si l'on ne prend aucune décision.

**M. Carmichael:** Vous m'avez demandé comment, en l'absence d'ententes, nous pourrions régler la question du partage. Je vous répondrai ainsi: qu'on parvienne ou non à des ententes, on ne règle pas nécessairement la question du partage. En d'autres termes, il y a eu une entente, celle de septembre 1981 qui exposait avec beaucoup de précision la part des divers participants. Nous sommes bien loin des parts prévues; nos prévisions ne se sont pas réalisées et ce, en raison d'événements.

[Text]

projected shares; those projections have not come to pass and the reason is that unpredictable events have come into play. The federal share is far lower than had been originally anticipated, although it is much higher than it would have been—

**Senator Kirby:** Under the old system?

**Mr. Carmichael:** Under the old system. So my only point in the original paper was that I thought it was misleading and potentially damaging to try and hammer out specific shares amongst the various participants. If prices go very high, then Alberta and the federal government, I think, should have a large share, mainly because a good part of the revenue in that situation is the windfall profit part. That part really should accrue to Canadians through their governments. The kind of pricing and tax system that I am driving at in this paper would be a flexible one so that the shares would never be determined; we would never be able to say what the shares would be in 1990. However, what we would know is that whatever the prices were, we would still be producing commercially viable oil and gas, and each of the players would be getting a return that reflected player's claim and input to producing a resource.

**Senator Kirby:** I suspect you appreciate that, while in theory you are absolutely right, the practical dilemma of the situation is that one cannot really deal with that kind of a major cost-share question in that way. I think that is the practical nature both of governmental budgeting and of the nature of the issue. It does seem to me that the fundamental question of rent-shares on natural resources underlies a lot of difficulties that we had in the period 1980-1982 and which you have, in fact, touched on in some detail in your other paper.

I wonder, Mr. Chairman, if I might ask one last question, at least on this round. It really deals with the broad question of what you perceive the role of government in planning for the future to be. As I read your paper, you say that self-sufficiency could be reduced as a government objective and one could be left with the situation in which market forces explored in the Beaufort or the off-shore or the frontier areas or whatever, if it were appropriate to do so under market forces. I understand that. The question is, and it is a tough one. What is the role of government in the light of the potential uncertainty and in light of potential security of supply problems down the road, through wars and various other events in the Middle East? To what extent should government be prepared to invest money now to resolve or to have available that security of supply for the future? In other words, how does government deal with the insurance issue? I think you could make a strong argument that the security of supply issue is really a long-term insurance issue and is not, in the light of some of your comments, essentially a short-term question of the expenditure of money.

**Mr. Carmichael:** That is an excellent question and I agree with you that it is really a question of insurance. As I indicated when I was giving my paper, one who advocates moving to a more flexible market-oriented pricing system needs also to

[Traduction]

ments imprévisibles. La part du gouvernement fédéral est de loin inférieur à ce qu'on avait d'abord prévu, bien qu'elle soit de loin supérieure à ce qu'elle aurait été—

**Le sénateur Kirby:** Selon l'ancien régime?

**M. Carmichael:** Selon l'ancien régime. Je soulignais simplement dans le mémoire original que j'estimais qu'il était trompeur et peut-être préjudiciable de tenter de déterminer les parts précises à destiner aux divers participants. Si les prix augmentent beaucoup, alors l'Alberta et le gouvernement fédéral devraient à mon avis obtenir une grande part, surtout parce que, dans ce cas, une grande partie des recettes constitue la part des bénéfices fortuits. Cette part devrait réellement revenir aux Canadiens, par l'intermédiaire de leurs gouvernements. Le régime de tarification et d'impôt que je propose dans ce mémoire-ci serait souple, de sorte que les parts ne seraient jamais déterminées; nous ne pourrions jamais dire ce qu'elles seraient en 1990. Toutefois, nous saurions que, quels que soient les prix, nous produirions tout de même du pétrole et du gaz commercialement rentables, et les participants obtiendraient tous des recettes qui refléteraient leur revendication et leur contribution respectives face à la production d'une ressource.

**Le sénateur Kirby:** Vous vous rendez sans doute compte que, si vous avez parfaitement raison en théorie, en pratique, on ne peut pas réellement aborder de cette façon cette question importante de partage des frais. Je pense que cela est inhérent au processus budgétaire gouvernemental. Il me semble bien que la question fondamentale des parts de rente sur les ressources naturelles souligne une foule des difficultés que nous avons éprouvées entre 1980 et 1982 et dont vous avez en fait traité assez en détail dans votre mémoire antérieur.

Monsieur le président, j'aimerais poser une dernière question, du moins pendant ce tour de table. Elle porte surtout sur la façon dont vous concevez le rôle du gouvernement en matière de planification. Vous dites dans votre mémoire que le gouvernement pourrait viser à réduire l'autosuffisance et, à ce moment-là, on pourrait étudier les forces du marché dans la mer de Beaufort, au large des côtes, ou dans les régions éloignées, s'il convenait de le faire. Je comprends cela. Je vous pose donc une question difficile: quel est le rôle du gouvernement, compte tenu des problèmes éventuels que posent la précarité et la sécurité des approvisionnements en raison de guerres et de divers autres événements qui se déroulent au Proche-Orient? Dans quelle mesure le gouvernement devrait-il être prêt à investir dès maintenant afin de régler ces problèmes ou d'assurer la sécurité de ses approvisionnements? En d'autres termes, comment le gouvernement se penche-t-il en fait sur la question de l'assurance? Je pense qu'on pourrait soutenir avec véhémence que la sécurité des approvisionnements est réellement une question d'assurance à long terme et non pas, comme certaines de vos observations le laissent croire, essentiellement une question de dépenses à court terme.

**M. Carmichael:** Votre question est très pertinente et je conviens avec vous qu'il s'agit réellement d'une question d'assurance. Comme je l'ai indiqué lorsque je distribuais mon mémoire, celui qui préconise l'adoption d'un système de tarifi-



*[Text]*

have in place a mechanism for dealing with future disruptions, whether they happen to be supply disruptions or price disruptions. If you would not mind, I would like to go through five points that I have here that would provide a mechanism, really, for dealing with these interruptions. The first point—

**Senator Kirby:** This is not in your paper, I take it?

**Mr. Carmichael:** No, that is correct. The first point is that, for either supply or price problems that are emanating from international markets, our first approach should be to allow domestic prices to go up with international prices. There should be a limit to that, but it seems to me that the best way of rationing the available supplies within Canada is to allow the price system to do that. That obviously has effects on some groups in society that have less ability to pay when the price of oil goes up. Therefore you have to add to that computation an income-recycling scheme. In other words, when prices go up, the profits of the oil companies will go up; the revenues of the Alberta government, other producing provinces and the federal government will also go up. Governments will have more revenues. You can recycle those revenues in very specific ways to these groups who are most hurt by high oil prices and can least bear the cost of paying them.

That is my first suggestion, for a mechanism of dealing with this type of situation, rather than holding the price down in a possible price-shock or price increase in the future. When you hold the price down, you encourage greater demand and you discourage greater supply, and that usually aggravates the situation. People who have studied allocation mechanisms in the United States have found that that has been the case.

The second aspect is to put in place a stand-by deliverability system to replace oil imports in eastern Canada with western Canadian crude oil or natural gas, to the extent that that is possible. Right now, we are shipping from Montreal, western Canadian crude into the Atlantic region of the country. That has partly been made possible by the drop in demand for oil we have had over the past few years. The closings of refineries in Montreal has meant that we have not needed the same degree of supply in Montreal. So, we are able to ship Canadian crude oil into the eastern provinces. But one way of protecting ourselves from supply interruptions and price changes is to increase that deliverability system.

The final thing is to encourage other international energy agency members more dependent on imports than Canada is, to continue to build up their strategic reserves. That is the best international response, in terms of insurance, to potential future oil price disruptions. In that same context, I think we should consider more actively the need for a strategic stockpile in eastern Canada. Those issues were discussed in the NEP in

*[Traduction]*

cation plus souple et axé sur le marché doit également disposer d'un mécanisme permettant de faire face aux perturbations, que ce soit dans les approvisionnements ou dans les prix. Si vous n'y voyez pas d'inconvénient, j'aimerais aborder cinq points qui permettraient réellement de faire face à ces perturbations. Le premier point—

**Le sénateur Kirby:** Si je comprends bien, ils ne sont pas indiqués dans votre mémoire?

**M. Carmichael:** Non, vous avez raison. Premièrement, pour surmonter les problèmes d'approvisionnement ou de prix suscités par les marchés internationaux, nous devrions, dans un premier temps, laisser les prix intérieurs rejoindre les prix internationaux. On devrait quand même fixer une limite, mais il me semble que la meilleure façon de rationner les approvisionnements disponibles au Canada est de laisser le régime de tarification suivre cette voie. Cette situation a certes des répercussions sur certains groupes de la société qui sont moins en mesure de payer lorsque le prix du pétrole augmente. Il faut donc ajouter à ce calcul un régime de réaffectation du revenu. En d'autres termes, lorsque les prix augmentent, les profits des sociétés pétrolières en font autant; les recettes de l'Alberta, d'autres provinces productrices et du gouvernement fédéral augmenteront également. Les gouvernements auront davantage de recettes. On peut affecter ces dernières de façons très précises, les destiner aux groupes les plus touchés par les prix élevés du pétrole et le moins en mesure d'en assumer le coût.

Je propose donc en premier lieu qu'on instaure un mécanisme visant à remédier à ce genre de problème, au lieu de maintenir les prix à un niveau peu élevé et de faire face éventuellement à une augmentation subite et considérable des prix. Lorsqu'on maintient les prix à un niveau peu élevé, on favorise une demande accrue et l'on décourage une offre plus élevée, ce qui aggrave habituellement la situation. Des personnes qui ont étudié des mécanismes de répartition aux États-Unis en sont arrivés à la même conclusion.

En deuxième lieu, il convient d'instaurer un réseau de livraison de réserve afin de remplacer, dans la mesure du possible, le pétrole importé dans l'Est du Canada par du pétrole brut ou du gaz naturel de l'Ouest. Actuellement, nous expédions à partir de Montréal, vers la région de l'Atlantique, du pétrole brut de l'Ouest du Canada. Cet acheminement a été réalisable en partie grâce à la baisse de la demande de pétrole que nous avons connue ces dernières années. La fermeture de raffineries à Montréal a eu pour effet d'y réduire le volume d'approvisionnements requis. Nous pouvons donc expédier du pétrole brut canadien aux provinces de l'Est. Cependant, une façon de nous protéger contre l'insuffisance des approvisionnements et les fluctuations des prix consiste à augmenter l'usage de ce réseau de livraison.

Enfin, il convient d'encourager d'autres membres d'organismes énergétiques internationaux qui doivent importer davantage que le Canada à continuer d'augmenter leurs réserves stratégiques. C'est la meilleure façon dont les pays du monde peuvent se prémunir contre des perturbations éventuelles des prix du pétrole. Dans le même ordre d'idées, je crois que nous devrions songer plus sérieusement à la nécessité de constituer des stocks stratégiques dans l'Est du Canada. Ces questions

[Text]

a little-read passage, and there has been little action on that since that time.

**Senator Kirby:** When you say "little read", that is spelled r-e-a-d, is it? It is not spelled r-e-d.

**Mr. Carmichael:** Yes. The situation we are in right now with the Persian Gulf developments refocusses our attention on some of those aspects, particularly with groups such as mine and others advocating a move to more flexible oil prices. I think it behooves us to look at other mechanisms as well.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, many suggestions Mr. Carmichael has made are good ones, but when one looks at the difficulty of achieving the kind of international co-operation some of his five points require, and when one looks at the alternative of saying that if we invest enough money now we can obtain a secure future without having to run the risk and difficulty of achieving all the five points he has raised, I think one has to ask whether the long-term responsible position is not an attempt to achieve security of supply on one's own, recognizing that if you can get down the road you get your five points implemented.

It seems to me that the basic issue underlying the objective of the PIP grants as opposed to the means—forget for the moment whether it is an incentive program or a tax-based system, or whatever, we are talking about the objectives—is that a fundamental element that has to be considered is whether or not a responsibility of government in dealing with longer-term issues is not, in fact, to put in place an insurance system, even if it bears substantial cost in the short term. It seems to me, Mr. Chairman, that, as this committee gets to the conclusion of its study, that is a fundamental point with which we will have to deal.

**Senator Roblin:** I have been pleasantly stimulated by your paper, Mr. Carmichael, and also by the discussion so far. I want to start in with some perhaps second-rate problems we are facing, before I get on to the more important ones. One thing we have to face, when you talk about deregulating gas prices, is the problem that politicians will run up against if they find that by this process there is a lower price for our export gas than there is for our domestically-consumed gas. As I read your paper you proceed with deregulation of the export gas quickly and have a phased-in approach to the deregulation of domestic gas.

I can easily foresee that if we adopt the deregulation of export gas the price will go down with a big thump in certain areas, not at every border crossing, but at some, the western ones, perhaps not the eastern ones. That will be looked at by some of our domestic consumers with a jaundiced eye if there is that much of a differential. Is there a problem there, and if so, what will you do about it?

**Mr. Carmichael:** There is definitely a problem. That is a good point. It is a problem of timing, I think. In talking about a phased deregulation in the Canadian situation the suggestion

[Traduction]

ont été traitées dans le PEN, mais le passage en question n'a pas vraiment retenu l'attention; depuis, on a pris peu de mesures à ce sujet.

**Le sénateur Kirby:** Lorsque vous dites «little read», vous l'épélez r-e-a-d, et non pas r-e-d-?

**M. Carmichael:** C'est exact. À mon avis, la situation actuelle dans le golfe Persique nous oblige à réexaminer certains aspects de ces questions, surtout lorsque des groupes comme le mien et d'autres préconisent un assouplissement des prix du pétrole. Je crois qu'il est de notre intérêt d'envisager également d'autres mécanismes.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, M. Carmichael a fait de nombreuses suggestions pertinentes, mais si nous songeons à la difficulté que pose le genre de collaboration internationale qu'il préconise dans quelques-uns de ses cinq points, et si, par contre, nous nous disons que si nous investissons suffisamment de fonds dès maintenant, nous pourrions assurer notre avenir, sans avoir à faire face aux risques et aux difficultés que pose la réalisation des cinq points qu'il a soulevés, il faut alors se demander s'il ne serait pas plus raisonnable à long terme de tenter d'assurer notre propre sécurité en matière d'approvisionnement en reconnaissant que si nous y parvenons, les cinq points seront réalisés.

Il me semble que la question fondamentale qui sous-tend les objectifs du PESD, et non les moyens pris pour les atteindre—oublions pour l'instant la question de savoir s'il s'agit d'un programme d'incitation ou d'un régime fiscal, et parlons des objectifs—c'est de savoir si, en abordant les problèmes à plus long terme, le gouvernement doit ou non se charger d'instaurer un régime de garanties, même si celui-ci doit entraîner des frais considérables à court terme. Monsieur le président, comme le Comité achève son étude, il me semble qu'il s'agit là d'un point fondamental sur lequel nous devons nous pencher.

**Le sénateur Roblin:** Monsieur Carmichael, votre mémoire, ainsi que le débat qui a eu lieu jusqu'ici, m'ont vivement intéressé. Avant de passer aux problèmes plus importants, je voudrais d'abord examiner certains problèmes peut-être moins importants que nous affrontons. Nous faisons face à un problème lorsque nous parlons de la déréglementation des prix du gaz; en effet, les politiciens s'y opposeront s'ils estiment qu'à la suite de cette mesure, notre gaz destiné à l'exportation sera moins cher que celui qu'on consomme au Canada. D'après votre mémoire, vous procéderiez rapidement à la déréglementation du prix du gaz destiné à l'exportation et graduellement à celle du prix du gaz intérieur.

Je peux facilement prévoir que si nous déréglementons le prix du gaz destiné à l'exportation, les prix chuteront sensiblement dans certaines régions, non pas à toutes les frontières provinciales, mais dans certaines, soit celles de l'Ouest, et peut-être pas celles de l'Est. Certains de nos consommateurs verront la situation d'un mauvais œil si la différence entre les prix est considérable. Cela pose-t-il un problème et, dans l'affirmative, que ferez-vous pour y remédier?

**M. Carmichael:** Cela pose assurément un problème. Votre remarque est pertinente. Je pense qu'il s'agit d'un problème de synchronisation. En parlant d'une déréglementation graduelle



## [Text]

was really where we stand right now as far as being able to implement a more deregulated pricing system in Canada.

In order to have such a system we need to have a market developed where there is not one right now—that is, a market wherein buyers of gas in various parts of the country deal directly with the producers of gas or with a consortium of producers in the producing provinces.

That is something that would take time to develop. Up to this point the pipeline companies have been the purchasers of gas in the western provinces and the resellers of gas in other parts of the country.

The suggestion I made in the paper was to look at the question of making the gas pipeline companies common carriers so that gas pipeline companies would never take possession of the gas, take ownership of it, but rather buying companies in various parts of the country would deal directly with the sellers and purchase the gas under contract and then pay a cost of service to the pipeline companies. My sense is that while it would be worthwhile to deregulate quickly gas prices in Canada, there are difficult institutional questions and the question of establishing a market and doing that in a systematic fashion.

Perhaps what it would mean to the suggestion in the paper is that we should go more slowly in the export markets if we have a commitment to making changes domestically. We would end up, though—if both things were done eventually—in some cases by selling gas into U.S. markets at lower prices than we were selling it into Canadian markets; we might be selling gas into some parts of Canada at lower prices than we would sell it into other parts of Canada. Market conditions in particular areas, competing sources of energy, whether it be oil, coal, or whatever, would determine what the price of gas would be in various parts of North America and not just in Canada or the United States. So, different prices would become the rule, but it would cease at that point to become the political issue that it is today when there are two very clear prices, one for export gas and one for domestic gas.

**Senator Roblin:** Perhaps you can solve the problem temporarily by having a floor on export prices, and perhaps that would vary with the geographical locations, because it is less costly in the Alberta frontier than it would be in the Vermont frontier. That might help you around it. You are really suggesting that the ultimate solution is a continental price where natural economic forces dictate the cost.

That brings me to another matter which I think you covered when you talked about the assurance of supply. One of the problems we face in the country is—and as has already been observed, we are not all economists, some of us are politicians—this conflict between the producer province that wants a high price and the consumer province that does not. If you are going to have any kind of success in changing those poli-

## [Traduction]

au Canada, on désirait vraiment déterminer si nous pouvons dès maintenant instaurer un régime de tarification plus déréglémenté au Canada.

Pour disposer d'un tel régime, il faut que nous créions un marché là où il n'en existe aucun à l'heure actuelle—c'est-à-dire un marché où les acheteurs de gaz des diverses parties du pays feront directement affaire avec les producteurs de gaz ou un consortium de producteurs dans les provinces productrices.

La création de ce marché prendrait du temps. Jusqu'ici, les sociétés de pipeline ont joué le rôle d'acheteurs de gaz dans les provinces de l'Ouest et de revendeurs de gaz dans d'autres parties du pays.

Je proposais dans le mémoire que nous songions à faire des sociétés de gazoduc des transporteurs en commun, de sorte qu'elles ne prendraient jamais possession du gaz, qu'elles n'en seraient jamais propriétaires; au contraire, les sociétés acheteuses des diverses parties du pays feraient directement affaire avec les vendeurs et achèteraient le gaz aux termes d'un marché, puis paieraient des frais de service aux sociétés de pipeline. J'ai l'impression que bien qu'il vaudrait la peine de déréglémenter rapidement les prix du gaz au Canada, des questions générales et difficiles se posent et, notamment, s'il faut établir un marché de façon systématique.

Ainsi, la suggestion faite dans l'exposé laisserait peut-être entendre que nous devrions procéder plus lentement sur les marchés d'exportation si nous sommes décidés à apporter des changements sur nos marchés intérieurs. Nous finirions toutefois—si les deux choses étaient faites—par vendre dans certains cas du gaz sur les marchés américains à des prix plus bas que sur les marchés canadiens. Nous pourrions vendre le gaz dans certaines parties du Canada à un prix plus bas que dans d'autres. Les conditions du marché dans certaines régions particulières, les sources d'énergie concurrentielles, notamment pétrole et charbon, fixeraient le prix du gaz dans diverses parties de l'Amérique du Nord, et pas seulement au Canada ou aux États-Unis. Une gamme de prix serait alors la règle, mais cela cesserait d'être une question politique comme actuellement alors que nous avons deux prix très précis, le premier pour le gaz destiné à l'exportation et l'autre pour le gaz destiné aux marchés intérieurs.

**Le sénateur Roblin:** Peut-être pourriez-vous résoudre le problème temporairement en fixant un prix plancher pour les exportations de gaz, le prix pouvant varier par exemple en fonction de l'emplacement géographique, étant donné qu'il en coûte moins cher à la frontière de l'Alberta qu'à celle du Vermont. Cela pourrait peut-être vous aider. Ce que vous laissez en fait entendre c'est que la solution ultime réside dans un prix continental où les forces économiques naturelles dicteraient le coût.

Cela m'amène à l'autre point que vous avez abordé, je crois, lorsque vous avez parlé de la garantie des approvisionnements. L'un des problèmes auxquels nous sommes aux prises dans ce pays—et il a déjà été signalé, nous ne sommes pas tous des économistes, certains d'entre nous sont des hommes politiques—c'est le conflit entre la province productrice qui veut obtenir un prix élevé et la province consommatrice qui veut le contraire. Si vous voulez que vos changements aux politiques

[Text]

cies, you have to find some way of mediating the effects of energy shocks in the price in some way.

You cannot persuade the province of Ontario that they should be exposed to the full impact of world prices because they remember the last shock, and some of us remember the 18 cents a gallon issue. So, we need to find some means of mediating that price. Is there anything else you can tell us about, besides your proposition to allow domestic prices to rise and then to subsidize the poor? That is the skeleton of your proposition, I take it. That is very well, but there is a large industry, let us say, that is dependent on gas as a source of energy which would not be covered by this arrangement and that, of course, means economic problems for the users. Do you see any way in which you can deal with that aspect of the shock situation?

**Mr. Carmichael:** It is a more difficult one. I am more comfortable with recycling the higher government revenues to individuals who have little opportunity to switch sources or to switch types of oil, or to make quick changes in the amount that they consume. It seems to me that Ontario is part of an internationally competitive manufacturing system, that many of the goods and services that Ontario manufacturing firms produce are in direct competition with manufacturing firms in Michigan and other states within the same region, that Ontario is concerned that they will lose competitiveness relative to their counterparts in these other states. During the 1970s when both the Canadian government and the U.S. government were imposing various types of price freeze and allocation systems, and that type of thing, it was quite possible for Ontario to argue that it was at a disadvantage in the energy pricing policies that Alberta was advocating or that eventually the federal government adopted in moving to higher prices.

I am less convinced that we are going to have competitive manufacturing sector in Ontario, there is not a different situation in the United States. In other words, I view the United States system as having gone four years ahead of us to a far less regulated pricing system. It seems to me that the Ontario firms that we are competing with would be facing exactly the same situation. Therefore, in theory you could do the same kind of thing as with the poor. You could treat Ontario manufacturing firms equivalently to the way you treat the poor. I would not suggest that we do that if the main competitors are facing the same kind of higher energy costs.

**Senator Roblin:** It represents a problem for which I see no easy answer, I grant you. The minute you accept the principle of market forces in dictating these prices, you have to recognize that it would be very useful if you could, in advance, have a formula by which you could deal with shocks whether they were up or down. For instance, if OPEC broke down and we had oil gushing out of the wells there, and the price went down, there would be quite a clamour from the Province of Alberta and from the producers for someone to save their hides from this. You have to anticipate that this might work both

[Traduction]

rapportent des résultats, il vous faut trouver une façon, je suppose, d'atténuer de quelque façon la répercussion des fluctuations brutales des prix énergétiques.

Vous ne pouvez persuader l'Ontario qu'elle devrait être exposée à toutes les répercussions des prix mondiaux parce qu'elle n'a pas oublié le dernier choc et certains d'entre nous se rappellent de l'histoire du gallon et des 18 cents. Ainsi, il nous faut trouver le moyen d'atténuer ce prix. Avez-vous autre chose à nous suggérer que votre proposition de laisser monter les prix du gaz intérieur et de subventionner ensuite le perdant? C'est ce à quoi revient votre proposition d'après moi. C'est très bien, mais il se pourrait qu'une industrie d'envergure qui dépend du gaz comme source d'énergie ne soit pas couverte par cet arrangement. Cela, il va sans dire, suppose des problèmes économiques pour les usagers. Y a-t-il une façon, selon vous, de régler ce problème?

**M. Carmichael:** C'est une tâche plus difficile. Je trouve plus facile d'orienter les surplus de revenus du gouvernement vers les particuliers qui ne sont pas vraiment en mesure de changer de source ou de changer de types de combustible, ou de modifier rapidement leur niveau de consommation. Il me semble que le secteur de la fabrication en Ontario se défend bien sur le marché international, que de nombreux biens et services produits par les industries manufacturières de l'Ontario sont en concurrence directe avec celles du Michigan et d'autres États de la même région, que l'Ontario craint de n'être plus à la hauteur des industries concurrentes d'autres États. Je crois qu'il est possible qu'au cours des années 1970, alors que le gouvernement canadien et le gouvernement américain imposaient notamment des gels de prix et des systèmes de contingentement, il était tout à fait possible pour l'Ontario de soutenir qu'elle était en position de faiblesse à cause des politiques d'établissement des prix que soutenaient l'Alberta ou même qu'adoptait le gouvernement fédéral en continuant à hausser les prix.

Je suis moins convaincu que notre secteur secondaire doit devenir concurrentiel en Ontario, et que si, la situation n'est pas différente aux États-Unis. Autrement dit, je considère que le système américain a quatre ans d'avance sur nous avec un système d'établissement des prix de loin moins réglementés et j'ai l'impression que les entreprises ontariennes avec lesquelles nous soutenons la concurrence auraient les mêmes problèmes. Par conséquent, nous pourrions en théorie faire exactement la même chose qu'avec les pauvres. Vous pourriez traiter le secteur secondaire de l'Ontario de la même manière, mais je n'abonderais pas dans ce sens si ses principaux concurrents étaient aux prises avec des coûts énergétiques aussi élevés.

**Le sénateur Roblin:** Cela constitue un problème auquel je ne trouve pas facilement de réponse, je le reconnais. Mais à partir du moment où vous acceptez le principe que ce sont les forces du marché qui dictent ces prix, il vous faut reconnaître qu'il serait très utile de pouvoir fixer une formule d'avance, qui vous permettrait de venir à bout de ces fluctuations brusques à la hausse ou à la baisse. Par exemple, si l'OPEP s'effondrait, que le pétrole jaillissait des puits et que les prix diminuaient, il y aurait une levée de boucliers du côté de l'Alberta et, certains producteurs voudraient sauver leur peau. Vous devez prévoir



[Text]

ways. I have to tell you that I have no ready-made solution, but I perceive this as a serious problem and one which this committee will be struggling with as times goes by.

Another point that gives me some concern has to do with PIP and our activities in the Canada lands. I am approaching it from the angle of Canadianization. I have much sympathy with the view that PIP has been overdone and that we really ought to divert to a place where we are going to find oil in the near future in the provincial lands and not in the Canada lands, and we ought to do something about PIP in order to tone it down. I agree that we have a grandfather and all that kind of thing, but if you did away with PIP, or if you substituted for it some tax-based incentive, then you run into the question of how you bring in small Canadian companies? Do you abandon the Canada lands, or is there some way in which you can reserve a place for small Canadian operators, who may be smaller or, what is worse, might not be making any money? If you have a tax incentive system in place, these people are pretty well frozen out. Have you any ideas as to how we could consider to some extent the Canadianization factor with respect to these Canada lands and the position of these small Canadian firms? What can we do about them? Could you do what you do in scientific research these days, where you sell your tax rights to somebody and have it flow in that way? Do you think that would work?

**Mr. Carmichael:** I agree that it is a concern. I am also concerned about the fact that a number of smaller Canadian companies that are not well capitalized, and that really cannot bear the risks involved in frontier oil exploration and development, have become involved in that activity. As I understand it, in many of the farm-in arrangements, there are clauses under which, if the PIP program were to be changed, the partnership would immediately be dissolved. Under these PIP-out clauses, the smaller Canadian companies that really cannot bear the risk and the cost of frontier exploration, would immediately withdraw. That is part of the reason why I suggested that an immediate elimination of PIP would only cause chaos in the Canada lands.

We have a vehicle in Canada through Petro-Canada. Petro-Canada is the most active player, it seems to me, in the frontier, and it is perhaps through a vehicle such as that that we might better direct our efforts into high risk and high cost types of activities.

**Senator Roblin:** Are you saying that Petro-Canada should take these small Canadian companies under its wing and work them in somehow?

**Mr. Carmichael:** That might be a possibility. What I am really saying is that their participation should be geared to their expertise and their abilities to take on the risks that are involved. Perhaps they have been encouraged to get into situations that they surely would not be involved in were it not for the kind of regime that is in place now.

[Traduction]

des rebondissements dans les deux sens. Je dois vous dire que je n'ai pas de solution toute faite. Je me rends toutefois compte qu'il s'agit d'un problème grave avec lequel ce Comité sera un jour aux prises sans l'ombre d'un doute.

Il y a un autre point qui m'inquiète. Il s'agit du PEP ainsi que de nos activités dans les terres du Canada. J'en parle du point de vue canadienisation. Je suis tout à fait d'accord avec ceux qui estiment que nous sommes allés trop loin avec le PESp et qu'il faudrait nous diriger là où nous trouverons du pétrole dans un proche avenir, dans les terres provinciales et non dans les terres du Canada. Il nous faudrait prendre des mesures pour corriger le PESp. Je conviens qu'il s'agit de droits acquis, etc. Si nous nous débarrassons du PESp et si nous le remplaçons par quelque encouragement fiscal, il faudra alors nous demander comment attirer les petites entreprises canadiennes. Abandonnons-nous les terres du Canada ou disposons nous de moyens nous permettant de réserver une place aux petites entreprises canadiennes qui peuvent être très petites ou qui plus est, qui ne pourraient peut-être réaliser aucun bénéfice? Si vous avez un système de stimulants fiscaux, ces petites entreprises sont totalement impuissantes. Avez-vous quelque idée quant à la façon dont nous pourrions considérer dans une certaine mesure la canadienisation en ce qui concerne ces terres du Canada et la position de ces petites entreprises canadiennes? Que pouvons-nous faire pour elles? Pourriez-vous faire comme dans le domaine de la recherche scientifique, à savoir vendre vos droits fiscaux à quelqu'un d'autre et laisser ainsi les choses affluer? Croyez-vous que ce serait une solution?

**M. Carmichael:** Je conviens qu'il s'agit d'un problème. Je m'inquiète également du fait qu'un certain nombre de petites entreprises canadiennes à faible capital et qui ne peuvent vraiment pas assumer les risques que comportent l'exploration et la mise en valeur du pétrole dans les régions pionnières, ont commencé à se lancer dans ce genre d'activité. A ce qui je sais, dans de nombreuses ententes de prises d'intérêt, des dispositions prévoient que si le PESp était modifié, l'association serait immédiatement dissoute. Avec ces dispositions, les petites entreprises canadiennes qui ne peuvent vraiment pas partager les risques et les frais d'exploration des régions frontalières, se retireraient immédiatement. C'est une des raisons pour laquelle j'ai dit que la suppression immédiate du PESp entraînerait que le chaos dans les terres du Canada.

Nous disposons d'un véhicule: Petro-Canada. Il s'agit de la société la plus active, je crois, dans les régions pionnières et c'est peut-être par l'intermédiaire de ce véhicule que nous pourrions mieux diriger nos efforts vers des activités à risques élevés et très coûteuses.

**Le sénateur Roblin:** Voulez-vous dire que Petro-Canada devrait prendre ces petites entreprises sous sa protection et les faire participer de quelque façon?

**M. Carmichael:** Cela pourrait être une possibilité. Ce que je veux dire, c'est que leur participation devrait être calculée en fonction de leurs capacités à assumer des risques. On les a peut-être encouragées à se lancer dans des entreprises aux quelles elles n'auraient sûrement pas osé prétendre sans le Régime actuel.

[Text]

As far as the tax-based system is concerned, I think that having a credit for small companies that do not have sufficient taxable income to take advantage of the tax system, would again put Canadian companies on a more equal footing with the foreign-owned firms.

**Senator Roblin:** They can sell them off as tax shelters the way we do with R & D grants these days.

**Mr. Carmichael:** I am not familiar with the R & D situation, so I cannot comment on that.

**The Chairman:** Senator Kirby, do you have a supplementary on that?

**Senator Kirby:** The witness made an interesting response to a point that Senator Roblin made and it puzzles me. Essentially, I understand your argument on PIP grants, but you then said in response to Senator Roblin that perhaps one could use Petro-Canada as a vehicle. I assume you are speaking from the position of an economist. I fail to understand entirely what possible difference the ownership of the vehicle essentially for exploration would be. I do not understand from an economic position, although I understand it politically, why you would distinguish in any way, shape or form between Petro-Canada and any of the other companies. It seems to me that your answer does not solve a very real problem that Senator Roblin raised, which is the problem of the small Canadian independent.

**Senator Roblin:** They can dip into the Canadian ownership fund again. It is there and so far it belongs to them.

**Senator Kirby:** I realize how that can be done. I do not see why from an economist's point of view you made that distinction.

**Mr. Carmichael:** My response was, if you want to encourage Canadian participation in the frontiers, perhaps Petro-Canada is a better vehicle than encouraging small Canadian companies from participating, but I was making the additional point that we should—

**Senator Roblin:** I added the small companies, so I have to take the responsibility for muddying the water a little bit. I am interested in market prices particularly when I reflect that considerably over 50 per cent of current prices are taxes and not market protected matters at all.

**Mr. Carmichael:** Yes.

**Senator Roblin:** If you went to a market price system, it might help the producing companies, but to work out its implications for the consumer is something else, and I am not going to try to do that. We want to be quite clear that what we pay today is not the market price; it is the market or regulated price plus the taxation structure—which brings me to the question of economic rents and economic shares, very important considerations.

[Traduction]

En ce qui concerne le système fiscal, je crois que l'octroi d'un crédit aux petites entreprises qui ne disposent pas d'un revenu imposable suffisant pour tirer avantage du système fiscal, les mettrait encore sur un pied d'égalité avec les entreprises appartenant à des intérêts étrangers.

**Le sénateur Roblin:** Elles pourraient les vendre comme abris fiscaux comme nous le faisons pour les subventions de recherche et de développement.

**M. Carmichael:** Comme je ne m'y connais pas très bien dans les domaines de la recherche et du développement, je ne peux exprimer d'opinion à ce sujet.

**Le président:** Sénateur Kirby, avez-vous une autre question?

**Le sénateur Kirby:** Le témoin a donné une réponse intéressante à un point soulevé par le sénateur Roblin, réponse qui me laisse perplexe. Fondamentalement, je comprends votre argument concernant les subventions versées dans le cadre du PESD, mais vous avez dit ensuite, en réponse à la question du sénateur Roblin, que nous pourrions peut-être utiliser Petro-Canada comme véhicule. Je suppose qu'il s'agit là du point de vue d'un économiste. Je ne saisis toutefois pas qu'elle serait la différence de ne posséder le véhicule que pour l'exploration, du point de vue économique. Je ne comprends pas bien que je le comprenne du point de vue politique pourquoi établiriez-vous une différence de quelque forme que ce soit entre Petro-Canada et n'importe quelle autre société. Il me semble que votre réponse ne résoud pas le véritable problème soulevé par le sénateur Roblin, qui est le problème du petit propriétaire canadien.

**Le sénateur Roblin:** Elles peuvent puiser une fois de plus dans le fonds de propriété canadienne. Il est là et, jusqu'à maintenant, il leur appartient.

**Le sénateur Kirby:** Je me rends compte de la façon dont cela peut être fait. Je ne vois pas pourquoi, d'un point de vue d'économiste, vous avez fait cette distinction.

**M. Carmichael:** Ma réponse était que si vous voulez encourager la participation canadienne dans les régions pionnières il vaut peut-être mieux recourir à Petro-Canada plutôt qu'encourager la participation des petites entreprises canadiennes, mais j'ajoutais également que nous devrions—

**Le sénateur Roblin:** J'ai ajouté les petites entreprises, je dois donc m'attribuer la responsabilité d'avoir un peu brouillé les cartes. Je m'intéresse plus particulièrement aux prix du marché lorsque je pense que bien au-delà de 50 p. 100 des prix actuels sont des taxes et qu'ils ne sont pas du tout protégés par le marché.

**M. Carmichael:** Oui.

**Le sénateur Roblin:** Si vous adoptiez un système de fixation des prix selon le cours du marché, cela pourrait aider les sociétés productrices, mais il est plus difficile d'en déterminer les répercussions pour le consommateur et je ne tenterai pas de le faire ici. Le prix que nous payons aujourd'hui n'est pas le prix du marché; c'est le prix du marché ou le prix réglementé auquel viennent s'ajouter les taxes—ce qui m'amène à la ques-



## [Text]

I would have to agree with you that it is a pretty difficult matter and I have to agree with Senator Kirby that it is difficult to get agreement. However, the question is: Agreement on what? As I look at the matter, I suggest that perhaps the owner of the resource, namely, the province, has, by tradition—by no other right—collected its rent as a royalty. That is at the bottom line, before anyone makes any money. The federal government has tried to come in with the PGRT, which has been described as an ill-conceived form of royalty, but I will drop the adjective. In any event, it is a royalty and it was imposed in the day when the sky was the limit and when it did not matter what you did with the costs because they could be recovered from the price the consumer would pay or that the structure would provide for. Is that the only way of collecting the rent so far as the federal government is concerned? If you could find another route, it certainly would make it easier to do.

I have always wondered why it was not practical and not desirable, with the present price structure trend, for the federal government to give up taking its rent share through the PGRT and content itself with a windfall profit system which is after profits and which would eliminate many of the distortions about which people are complaining today. It seems to me that there is no question of jurisdiction or feasibility in collecting a windfall profit. There is no reason why it cannot be a pretty flexible windfall profit which would recapture for the public—which I think ought to be done—what is a windfall profit. The federal government has a right and, indeed, a need for the resources that that would supply if it is going to have any form of PIP grant, or anything like that. Do you see flaws in my proposition which would make it quite impractical?

**Mr. Carmichael:** I would focus attention on two things. The PGRT, in a number of ways, is similar to a royalty but with a different name. There has been a suggestion recently by the Independent Petroleum Association of Canada that a single-royalty system ought to be put in place. It would be negotiated between the provinces and the federal government to determine what the shares would be; and it could integrate and rationalize the system and allow for a more sensible negotiation over shares. What would be negotiated would be the share of the revenue flowing to the government rather than the share of the total revenues being generated by oil and gas.

As I was saying earlier, because the total revenues fluctuate, having a fixed share of that for any particular government is quite an inflexible situation. If royalties fluctuate with the total revenues and if the agreement between the federal government and the provincial governments were strictly on what percentage of the royalties would flow to each government, we would have a much more flexible system. I am sure there are practical difficulties which many of you would point out, but it is important to understand that there are mechanisms that could generate the kind of result you want and then you could work to see what is practical.

## [Traduction]

tion des rentes économiques et des parts économiques. Il s'agit de considérations très importantes.

Il me faut reconnaître avec vous que c'est une question très difficile et je dois abonder dans le sens du sénateur Kirby qui estime qu'il est difficile d'en venir à une entente. La question reste toutefois la suivante: un accord sur quoi? Lorsque j'étudie la question, je suppose que le propriétaire de la ressource, à savoir la province, a peut-être traditionnellement—en vertu d'aucun autre droit—perçu sa rente comme une redevance. C'est ce qui précède obligatoirement la réalisation de tout bénéfice. Le gouvernement fédéral a tenté ensuite de faire passer la TRPG qui a été décrite comme une redevance mal conçue, mais je laisserai tomber l'adjectif. De toute façon, il s'agit d'une redevance qui a été imposée lorsque tout était possible et que ce que vous faisiez avec les coûts importait peu parce qu'ils seraient récupérés dans le prix que paierait le consommateur ou parce que la structure compenserait. Est-ce la seule façon de percevoir la rente du moins en ce qui concerne le gouvernement fédéral? Si vous pouviez trouver un autre moyen, cela faciliterait probablement les choses.

Je me suis toujours demandé pourquoi il n'était ni pratique ni souhaitable, pour le gouvernement fédéral, compte tenu de la tendance actuelle en ce qui concerne la structure des prix, de cesser de percevoir cette rente par le biais de la TRPG et de se contenter d'un bénéfice fortuit, ce qui éliminerait une bonne partie des distorsions dont on se plaint aujourd'hui. Il me semble que la perception d'un produit fortuit ne pose aucun problème de compétence ou de praticabilité. Il n'y a aucune raison pour que ce système ne soit pas assez souple pour permettre au public de profiter—ce qui devrait être selon moi—d'un bénéfice fortuit. Le gouvernement fédéral aurait un droit sur les ressources qui en découleraient et de fait en a besoin s'il doit recourir à quelque forme de subventions dans le cadre du PEP ou autre chose du genre. Mon idée pose-t-elle des problèmes qui la rendraient très peu réaliste?

**M. Carmichael:** J'attire votre attention sur deux points. La TRPG est, à certains égards une redevance qui porte un nom différent. La *Independent Petroleum Association of Canada* laissait entendre récemment qu'un système de redevance unique devrait être mis en place. Celui-ci serait négocié entre les provinces et le gouvernement fédéral de manière à déterminer ce que seraient les parts. Cela pourrait permettre d'intégrer et de rationaliser le système et de permettre une négociation plus sensée quant aux parts. L'objet de la négociation serait la part des recettes du gouvernement plutôt que la part de l'ensemble des recettes provenant du pétrole et du gaz.

Comme je l'ai déjà dit, étant donné que les recettes fluctuent dans leur ensemble le fait qu'un gouvernement possède une part fixe rend la situation très peu malléable. Si les redevances fluctuaient en même temps que les recettes et si l'accord entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux portait exclusivement sur le pourcentage des redevances destiné à chaque gouvernement, le système serait alors beaucoup plus souple. Je suppose que ce système comporte des difficultés pratiques qu'un bon nombre d'entre vous souligneraient, mais il est important de comprendre qu'il existe des mécanismes qui permettraient d'atteindre les résultats que vous souhaitez. Vous pourriez alors tenter de déterminer ce qui est pratique.

[Text]

So far as windfall profits tax is concerned, I think the reason the PGRT was imposed as it was, rather than a windfall profits tax, was that there is, within the existing corporate tax system, many different kinds of tax expenditures or tax shelters that, particularly, oil and gas companies have been able to take advantage of to defer taxes. One problem with windfall profits tax would be that, if you did not cut through a number of these tax preferences, as the PGRT tax did do, many companies that are not in a taxable position—some of which we were talking about a few minutes ago—would not have been affected to the same extent by windfall profits tax.

Do you see what I am getting at? Because there are deductions, exemptions and various types of tax preferences that have been applied to Canadian corporations in general, and specifically to oil and gas firms, the profits tax route would not have generated the kind of revenue that the federal government was seeking to achieve. That is my explanation of why they chose the PGRT tax. I am not saying that in the future, if they were to content themselves with somewhat less revenue, windfall profits tax might not be a good thing.

**Senator Roblin:** These are sensible points, but one would have to conceive of some difficulty in persuading the owner of the asset, namely, the provincial government, to allow the federal government to get in on their ownership rights by means of a royalty. That might be thought to be ambitious.

**Senator Kirby:** Some might say impossible.

**Senator Roblin:** I am a man of moderation. The oil and gas business is a distinctly individual tax régime; right now it is like nothing else, particularly when you think of the old double depreciation in the Beaufort and things like that. It might well be that, if we are thinking of the windfall profits tax route, you would like to take a look at the whole of the tax structure, so that the federal government would get what some would consider the rent the people of Canada are entitled to expect.

**Mr. Carmichael:** I agree.

**Senator Roblin:** The point is well taken, and I am not sure how you get around it. I would like to see someone try a model to see whether something like that could be done.

**The Chairman:** Senator Kirby says that he understands your position on PIP. I am not quite sure I do. I hope you can help me through this. You say that Canadianization as pursued by the National Energy Program was an unnecessary, costly way. Now, the very basic program that was put in place to attain that Canadianization in the industry was the Petroleum Incentives Program which you say, on page 7, made sense.

**Mr. Carmichael:** It made sense.

**The Chairman:** Did the costly, extravagant way make sense?

**Mr. Carmichael:** Canadianization did not make sense. Canadianization through encouraging the takeover of foreign-owned firms is what I suggested didn't make sense. One of the outcomes of the PIP was to encourage Canadian firms to pur-

[Traduction]

En ce qui concerne l'impôt sur les bénéfices fortuits, je crois que si l'on a imposé la TRPG telle qu'elle était au lieu d'une taxe de ce genre, c'était parce que l'impôt actuel sur les sociétés prévoit différents havres fiscaux dont les sociétés pétrolières ont profité pour reporter leurs impôts. L'un des problèmes avec un impôt sur les bénéfices fortuits, c'est que si vous n'éliminez pas un certain nombre de ces privilèges fiscaux, comme le faisait la TRPG, de nombreuses sociétés non imposables—certaines de celles dont nous parlions il y a quelques instants—n'auraient pas été touchées de la même façon par cet impôt.

Voyez-vous où je veux en venir? Du fait que des déductions, exemptions et divers types de privilèges fiscaux ont été accordés aux sociétés canadiennes en général, et plus précisément aux sociétés gazières et pétrolières, l'imposition des bénéfices n'aurait pas assuré au gouvernement les revenus qu'il espérait. C'est la raison pour laquelle, selon moi, il a préféré la TRPG. Je ne dis pas qu'à l'avenir, si le gouvernement devait se contenter de profits moindres, une taxe sur les bénéfices fortuits ne serait pas une bonne chose.

**Le sénateur Roblin:** Ce sont des points délicats, mais il faut songer qu'il pourrait être difficile de persuader le propriétaire du bien, à savoir le gouvernement provincial, de permettre au gouvernement de se prévaloir de ses droits de propriété au moyen d'une redevance. On pourrait croire que c'est ambitieux.

**Le sénateur Kirby:** Certains pourraient dire impossible.

**Le sénateur Roblin:** Je suis pour la modération. Le secteur du pétrole et du gaz est assujéti à un régime fiscal très particulier qui ne s'apparente pour l'instant à aucun autre système surtout si l'on songe au double amortissement dans la région de Beaufort, etc. C'est peut-être que, si nous considérons l'impôt sur les bénéfices fortuits, vous aimeriez jeter un coup d'œil à l'ensemble de la structure fiscale afin que le gouvernement fédéral puisse obtenir ce que certains considèrent la rente à laquelle les Canadiens sont en droit de s'attendre.

**M. Carmichael:** Je suis d'accord.

**Le sénateur Roblin:** L'argument est bon mais je ne suis pas sûr de comprendre la façon dont vous y aboutissez. J'aimerais que quelqu'un tente de mettre au point un modèle afin de voir si cela pourrait être fait.

**Le président:** Le sénateur Kirby dit qu'il comprend votre position au sujet du PESP. Je ne suis pas tout à fait aussi sûr de le comprendre. J'espère que vous pourrez m'aider. Vous dites que la canadianisation prônée par le Programme énergétique national était inutile et coûteuse. Quant au programme lui-même qui a été mis en place pour canadianiser l'industrie, le programme d'encouragements du secteur pétrolier, vous disiez à la page 7 qu'il se tenait.

**M. Carmichael:** Il se tient.

**Le président:** Est-ce que la façon coûteuse et extravagante est logique?

**M. Carmichael:** La canadianisation n'était pas logique. La canadianisation qui encourage la reprise de sociétés étrangères est ce qui selon moi n'était pas logique. Je crois que le PESP visait notamment à encourager les entreprises canadiennes à



*[Text]*

chase the assets of foreign-owned firms. There was a lot of that in the immediate aftermath of the National Energy Program. What was argued in the original booklet we published was that one way of securing resource benefits for Canadians would be to increase the ownership of the industry. Another way of doing it would be to increase taxation and regulation of the industry. What the National Energy Program did was all of these things: it increased taxes; it increased regulation; and it also put in place very strong incentives for Canadian firms to buy out foreign-owned firms.

Our position in the booklet was that the tax and regulation aspects were very effective in securing for Canadians the benefits of the resources that they owned, that the incentives to these takeovers were not necessary and, in many ways, were costly because they caused various types of disruption in the economy. All of that relates to the differential grants for Canadian versus foreign-owned firms.

The point I am making in this paper is not at all supportive of the differential aspect. The point is that in that period of ignorance in 1980, when there was good reason to want to know what was on the frontiers, there was a case for some form of incentive. I would have preferred that there had been a more even-handed, less discriminatory type of incentive. I think the incentives should be adjusted to take account of how important it is to Canadians to know more about what is out there.

**Mr. Dean N. Clay, Research Officer, Research Branch, Library of Parliament:** I would like to return to your comments about market prices and going to the world price for oil. I get the sense from your comments on page 4, at the bottom, that you are not really in favour of, or do not seem to be happy with, the idea of smoothing out these price increases, apart from perhaps a very short period of adjustment. Could you indicate at what stage Canada should have gone to the world price for oil after the initial price shock in late 1973?

**Mr. Carmichael:** The point I am trying to make in the paper is that these price increases can seriously destabilize the entire Canadian economy and that consideration of efficient production and consumption of energy becomes secondary if a large price shock causes an increase in inflation and a large increase in unemployment, which was the case following both the previous price shocks. As Senator Roblin pointed out, it has also caused difficulties in the Canadian manufacturing industry, particularly those reliant on energy as one of their main inputs. In future I think it will be important to have a sense of what kind of price increases the economy can bear and what kind it can not. At some point there has to be a trade-off. The uncertainty is whether or not you could get agreement in advance. If the international price of oil were to go up by 50 per cent, would there be agreement that the increase is significantly destabilizing for the Canadian economy, so much so that we should allow it to go up by only by, say, 25 per cent? Such a rule would be useful to everyone participating.

*[Traduction]*

acheter l'actif d'entreprises appartenant à des étrangers. Ces acquisitions ont été nombreuses tout de suite après l'adoption du Programme énergétique national. Dans le premier document que nous avons publié sur le sujet, nous proposons notamment d'accroître les recettes pour les Canadiens en augmentant le taux de propriété canadienne. On pourrait également y parvenir en augmentant les impôts et en réglementant l'industrie. Le Programme énergétique national a obtenu les résultats suivants: hausse de taxes, intensification de la réglementation et mise en place de stimulants très importants pour encourager les entreprises canadiennes à acheter des sociétés appartenant à des intérêts étrangers.

Nous soutenions dans le document que les taxes et la réglementation permettraient de garantir aux Canadiens des recettes à l'égard des ressources dont ils étaient propriétaires et que les stimulants pour ces reprises n'étaient pas nécessaires et à bien des égards, coûteuses compte tenu des graves conséquences qu'elles avaient sur l'économie. Tout ceci a trait aux subventions marginales accordées à la propriété canadienne par opposition à la propriété étrangère.

Ce que j'ai voulu dire c'est qu'au cours de cette période d'ignorance en 1980 alors qu'on avait de bonnes raisons de chercher à évaluer les ressources des régions pionnières, il aurait fallu recourir à un système d'encouragement. J'aurais préféré qu'on opte pour un type de stimulant beaucoup plus équitable, moins discriminatoire. Je crois que les stimulants devraient être rajustés de manière à tenir compte du fait que les Canadiens jugent important d'en connaître davantage sur les réserves énergétiques.

**M. Dean N. Clay, chargé de recherche, Service de recherches, Bibliothèque du Parlement:** J'aimerais revenir à vos observations concernant les prix du marché et leur relèvement jusqu'aux prix mondiaux. J'ai l'impression, d'après vos observations au bas de la page 4, que vous n'aimez pas beaucoup l'idée de faire disparaître ces hausses de prix, à part peut-être pour une très courte période d'ajustement. Pourriez-vous nous dire jusqu'où le Canada aurait dû aller en ce qui concerne le prix mondial du pétrole après le premier choc ou à la fin des années 1973?

**M. Carmichael:** Ce que j'ai voulu dire dans le document c'est que ces hausses de prix peuvent déstabiliser gravement toute l'économie canadienne et que les considérations d'efficacité de la production et de consommation énergétique deviennent secondaires si un choc important entraîne une poussée inflationniste et une hausse importante du chômage, ce qui fut le cas après les deux premiers chocs pétroliers. Comme l'a souligné le sénateur Roblin, cela a également nuit au secteur de la fabrication au Canada, surtout les industries qui sont tributaires d'une source d'énergie. Je crois qu'il serait important à l'avenir, d'opter pour des hausses de prix qui ne nuisent pas à l'économie. Il faut donc un compromis à un certain moment. Le problème c'est de savoir si les différentes parties pourraient s'entendre d'avance. Si le prix international du pétrole devait augmenter de 50p. 100 pourrait-on s'entendre pour dire que la hausse déstabiliserait énormément l'économie canadienne et qu'elle ne devrait être que de 25p. 100. Une règle de ce genre serait utile à toutes les parties.

*[Text]*

In addition, you would need another rule, which would essentially tell us how quickly we should go back to the international price. In 1979 the international price overshoot what was a stable longer term oil price. I believe the weighted price went as high as \$36 U.S. The official Saudi price went to \$34 and eventually the whole thing came back down to \$29. In Canadian terms the price doubled from \$18 to \$36. In that sort of situation it makes sense to move in phased fashion toward the world price. You may very well be in a situation where, as was the case in Canada, the world price comes back down to meet you after a couple of years. To give better definition to the word "temporary" which I think is what your question is directed toward, I would say that closing the gap between the Canadian price and the world price within one year to two years after any departure would be a good rule to follow.

**Mr. Clay:** Would you apply that time scale to the events of 1973-74?

**Mr. Carmichael:** Yes. In fact, in the mid-1970s we started to approach the world price again, although it took longer.

**Mr. Clay:** The reason I am asking is that throughout the 1970s and to a considerable extent today, the Canadian economy, compared to virtually any other industrialized nation, was a very inefficient user of energy. European countries and even the United States were using anywhere from about 60 to 90 per cent as much energy in the 1970s to produce a dollar of gross domestic product, as was Canada. You seem to be suggesting that since energy was one of our natural advantages and we had a plentiful supply at relatively low cost, we should give up an inherent advantage and go to the world price which would have put our manufacturing sector in considerably more difficulty than it was within a matter of a year or so after that price increase. What would such a move have done to our manufacturing sector during the mid-1970s?

**Mr. Carmichael:** What would have happened in manufacturing was that the adjustments that have since taken place would have taken place a lot sooner. In Canada and to some extent in the United States when the freeze on oil prices occurred in the mid-1970s, the government was saying to people that this was a temporary aberration in the international oil market. They said that oil prices were not going to stay so high, that we should keep oil prices lower than that for the time being. They suggested that you did not need to buy a smaller car or to purchase more energy efficient equipment in manufacturing, and so on. In Japan, in Europe, and in other parts of the world, there was no choice in the matter and they had to go to the world price. These kinds of change should have taken place much sooner. Canadian manufacturing then suffered a competitive disadvantage, for the very reason that we had delayed our adjustment, delayed our move and our recognition that in fact international oil prices were in some way permanently increased.

**Mr. Clay:** I think that is a debatable point. The European countries certainly started off in a much better position, in that

*[Traduction]*

En outre, il faudrait prévoir une autre règle qui nous renseignerait essentiellement sur le temps dont nous disposons avant de revenir au prix international. En 1979, le prix international dépassait ce qui était un prix stable à plus long terme. Je crois que le prix pondéré a atteint 36 dollars américains. Le prix officiel de l'Arabie Saoudite a atteint 34 dollars. Les prix sont finalement revenus à 29 dollars. Au Canada, le prix a doublé. En effet, de 18 dollars, il est passé à 36. Dans ces conditions, il est logique de s'acheminer progressivement vers le prix mondial. Il se pourrait très bien, comme cela s'est produit au Canada, que le prix mondial revienne au prix canadien après quelques années. Pour mieux définir l'expression «temporaire» à laquelle votre gestion fait allusion, je dirais que le fait de diminuer l'écart entre le prix canadien et le prix mondial en un ou deux ans après l'apparition d'une différence quelconque serait une bonne règle à suivre.

**M. Clay:** Appliqueriez-vous ce délai aux événements de 1973-1974?

**M. Carmichael:** Oui. En fait, nous avons commencé à nous rapprocher de nouveau du prix mondial au milieu des années 70, bien qu'il nous ait fallu plus de temps.

**M. Clay:** Si je vous demande cela, c'est parce que dans les années 70 et, dans une large mesure, aujourd'hui, l'économie canadienne, comparativement à n'importe quel autre pays industrialisé, utilisait très mal son énergie. Les pays européens et même les États-Unis utilisaient entre 60p. 100 et 90p. 100 d'énergie dans les années 70, soit autant que le Canada, pour produire une valeur équivalente à un dollar de produit national brut. Vous semblez dire que puisque l'énergie constituait un de nos avantages naturels et que nous disposions de réserves abondantes offertes à un prix relativement bas, nous aurions dû abandonner l'avantage inhérent du prix mondial ce qui aurait eu pour effet de placer notre secteur manufacturier dans une situation beaucoup plus difficile que celle dans laquelle il se trouvait un an ou deux après cette hausse. Que serait-il arrivé à notre secteur manufacturier si nous avions pris cette décision au cours des années 70?

**M. Carmichael:** Les changements qui ont eu lieu depuis lors dans le secteur manufacturier seraient survenus beaucoup plus tôt. Au Canada, et dans une certaine mesure aux États-Unis, le gel des prix du pétrole décrété au milieu des années 70, alors que le gouvernement déclarait à la population qu'il s'agissait là d'une aberration temporaire du marché international, que les prix du pétrole n'allaient pas rester aussi élevés et que nos prix, pour le moment, devaient être inférieurs au prix mondial, laissait entendre qu'il n'était pas nécessaire d'acheter une voiture plus petite ou des appareils plus économiques au point de vue énergétique; par contre, au Japon, en Europe et dans d'autres parties du monde, on n'avait pas le choix, il fallait adopter le prix mondial. Ces changements auraient dû être apportés beaucoup plus tôt. Le secteur manufacturier canadien s'est retrouvé dans une position concurrentielle désavantageuse parce que nous avions négligé de modifier nos prix et de reconnaître que les prix mondiaux du pétrole avaient augmenté, dans une certaine mesure de façon permanente.

**M. Clay:** Ce point est discutable parce que les pays européens se retrouvaient au départ dans une position beaucoup



[Text]

they did not have as large an adjustment to make. It is also noteworthy that during the 1970s the International Energy Agency praised Canada for its effectiveness in its federally sponsored energy conservation programs. I suppose you could say that inefficient use of energy was a resource which Canada was able to exploit to a greater degree than other countries.

**Mr. Carmichael:** I would like to comment on the IEA's praise of Canada's energy conservation programs. Part of the reason why we had those energy conservation programs was that we took a decision not to raise the price of oil. We came under heavy international criticism from the IEA for doing so, and it is still suggested by the IEA that we should move to the world price promptly. Because we did not move to the higher price of oil, if nothing else, we have encouraged a higher energy use than elsewhere in the world. Canada could not be in a position internationally where we held down the price of oil and encouraged continued use of large cars and inefficient energy techniques. So instead of using the price system to put in place incentives for conservation, we had to put in place other types of grant mechanisms and we put in some that were quite effective. Other countries felt that they did not need to put these in place, because the price of oil going from \$20 U.S. to \$35 U.S. per barrel was sufficient incentive for homeowners to make the kind of changes that we encouraged through grants.

**Mr. Clay:** You are suggesting that the federal government unnecessarily spent tax dollars to achieve conservation efforts that would have come naturally if we had gone to the world price fairly quickly after 1974?

**Mr. Carmichael:** I think the rationale for those grants would have been far less convincing. The only way I would see their having the rationale would be in terms of the income recycling programs I mentioned earlier. In other words, for those families with lower incomes faced with large increases in fuel bills, we could reduce their fuel bills if they would convert to a gas furnace or reinsulate the house. One way of recycling those higher revenues would have been to favour conservation through those kinds of grant. So there would still have been a role through that kind of income recycling scheme.

**Mr. Clay:** I would like to turn to a question that both you and Senator Roblin have addressed. On page 9 of your brief—again returning to the question of the Petroleum Incentives Program—you say that it is worth considering whether PIP should be eliminated and replaced by a less discriminatory system. I sense that you do not favour the discriminatory aspect of energy policy. Discrimination per se is not necessarily good or bad. We have immigration policies, for example, that discriminate against criminals and people with certain health problems. Those policies are perceived to be in our interest. In

[Traduction]

plus avantageuse que nous puisque la différence de prix n'était pas tellement grande. Il convient également de noter qu'au cours des années 70, l'Agence internationale de l'énergie a loué le Canada pour l'efficacité de certains de ses programmes de conservation énergétique subventionnés par le fédéral. On pourrait dire que l'utilisation inefficace de l'énergie était une ressource que le Canada pouvait exploiter dans une plus grande mesure que les autres pays.

**M. Carmichael:** Je voudrais commenter les programmes de conservation énergétique du Canada qui ont été loués par l'Agence internationale de l'énergie. Ces programmes ont été mis sur pied parce que nous avons décidé, en partie, de ne pas augmenter le prix du pétrole. Notre décision a fait l'objet de nombreuses critiques de la part de l'Agence internationale de l'énergie, qui est toujours d'avis que nous devrions nous conformer sans délai au prix mondial. Nous n'avons pas augmenté nos prix et nous avons encouragé une consommation énergétique beaucoup plus élevée qu'ailleurs. Le Canada n'était pas en mesure, sur le plan international, de maintenir le prix du pétrole à un niveau bas et d'encourager l'utilisation de grosses voitures et de techniques énergétiques inefficaces. Ainsi, au lieu d'utiliser un mécanisme de fixation des prix pour encourager la conservation, nous avons offert d'autres types de programmes de subventions dont certains furent très efficaces. Les autres pays ne sentirent peut-être pas le besoin d'avoir recours à ce mécanisme parce que l'augmentation du pétrole, qui passa de 20 \$ US à 35 \$ US le baril, fut jugée suffisante pour inciter les propriétaires de maison à faire le genre de changements que nous préconisons par l'entremise de subventions.

**M. Clay:** Donc, vous laissez entendre que le gouvernement fédéral a inutilement dépensé l'argent des contribuables pour atteindre des objectifs de conservation qui seraient venus tout naturellement s'il avait assez vite adopté le prix mondial après 1974?

**M. Carmichael:** La raison d'être de ces mesures d'encouragement aurait été beaucoup moins convaincante. Seuls les programmes de recyclage des recettes que j'ai mentionnés plus tôt justifieraient leur existence. En d'autres termes, pour ce qui est des familles à faible revenu qui voyaient leur note de chauffage augmenter considérablement, nous avons pu réduire le montant de leurs factures à condition qu'elles se convertissent au gaz ou qu'elles isolent mieux leur maison. On aurait pu recycler ce surplus de recettes en encourageant la conservation au moyen de subventions. Un roulement se ferait peut-être encore grâce à ce régime de recyclage de recettes.

**M. Clay:** Je voudrais revenir à une question que vous et le sénateur Roblin avez soulevée. Vous dites à la page 2 de votre mémoire—pour revenir à la question du Programme d'encouragements du secteur pétrolier—qu'il faudrait peut-être songer à abandonner le PESD et à le remplacer par un programme moins discriminatoire. J'ai l'impression que vous n'approuvez pas l'aspect discriminatoire de la politique énergétique. La discrimination en tant que telle n'est pas nécessairement bonne ou mauvaise. Nous avons des politiques d'immigration, par exemple, qui empêchent les criminels et les personnes souffrant de certains problèmes de santé d'entrer au Canada. Ces politiques



[Text]

the case of Canadianization of the industry, as a prime goal of the NEP, are you in favour of that?

**Mr. Carmichael:** Am I in favour of Canadianization as a prime goal of the NEP?

**Mr. Clay:** As an important goal?

**Mr. Carmichael:** I guess what I am in favour of is higher Canadian ownership of the Canadian oil and gas industry. I have not been in favour of the way that we have gone about trying to achieve it, and I am also of the opinion that Canadian ownership of the oil and gas industry would have increased through the period commencing with the NEP were it not for some of the incentives for foreign takeovers that were included. Canadian oil and gas grants were becoming stronger through that period, they had certain advantages in Canada, regardless of PIP grants and other types of incentives, and they were becoming financially stronger and were probably in a position to make business decisions that would have led to greater Canadian ownership. What would not have happened, I believe, would have been the kind of situation that we found ourselves in, and which we are still in, namely, that Canadian firms would have seen such an incentive to purchasing foreign assets that they were willing to go out and borrow huge sums from banks and get themselves into very serious debt situations. I believe that were it not for the PIP grants and the very generous level of incentives to wholly-owned or largely-owned Canadian companies, many of those takeovers would not have taken place. I believe we would have had a continuing trend to greater Canadian ownership, which would have been based more on commercial business decisions, of Canadian firms buying assets of American firms, and less on these incentives that I believe are rather artificial.

**Senator Kirby:** Perhaps I could reduce that answer to one sentence. I think you said that you were in favour of the Canadianization objective, but you were not in favour of any government policy directed toward achieving that objective; that, in a sense, you would have that objective materialize as a result of the market forces; is that correct? In other words, as a by-product rather than as a conscious policy—it's nice if you can get it, but you are not prepared to have an overt policy to achieve it.

**Mr. Carmichael:** I guess what I am saying is that I do not believe there was a need for an overt policy to kick a rolling ball.

**Senator Kirby:** You are saying that your objective would have been achieved in any event.

**Mr. Carmichael:** Not this specific one. The 50 per cent Canadian ownership by 1990.

**Senator Kirby:** By increasing Canadian efficiency.

**Mr. Carmichael:** Yes.

**Mr. Clay:** In fact, you are going beyond that and saying that it would have been achieved in an economically more sound

[Traduction]

servent nos intérêts. En ce qui concerne la canadienisation de l'industrie, comme objectif principal du PEN, êtes-vous en faveur?

**M. Carmichael:** Si j'appuie la canadienisation en tant qu'objectif principal du PEN?

**M. Clay:** En tant qu'objectif important?

**M. Carmichael:** J'appuie l'idée d'augmenter la participation canadienne dans l'industrie du gaz et du pétrole. Je n'approuve pas la façon dont nous avons essayé de le faire, et je suis d'avis que la participation canadienne dans l'industrie du gaz et du pétrole aurait, en fait, augmenté dès le lancement du PEN si on n'avait pas encouragé les reprises étrangères. Je crois que les subventions offertes à l'industrie pétrolière et gazière canadienne étaient beaucoup plus élevées au cours de cette période, qu'elles présentaient certains avantages pour le Canada, sans tenir compte des subventions offertes dans le cadre du PESD et autres types de mesures d'encouragement, qu'elles devenaient de plus en plus importantes du point de vue financier et qu'elles permettaient aux sociétés de prendre des décisions qui auraient augmenté la participation canadienne. D'après moi, la situation dans laquelle nous nous sommes retrouvés, et dans laquelle nous nous trouvons toujours, ne se serait pas produite, à savoir que les entreprises canadiennes auraient été encouragées à acheter des actifs étrangers, qu'elles auraient été prêtes à emprunter des sommes considérables des banques et à s'endetter de façon très grave. Si ce n'avait été des subventions offertes dans le cadre du PESD et des autres mesures d'encouragement très généreuses offertes aux sociétés exclusivement ou en grande partie canadiennes, bon nombre de ces prises de contrôle ne se seraient pas produites. Je crois que la participation canadienne aurait continué à augmenter, et qu'elle aurait été fondée davantage sur des décisions commerciales prises par des entreprises canadiennes d'acheter les actifs de sociétés américaines que sur des mesures d'encouragement qui, d'après moi, sont plutôt artificielles.

**Le sénateur Kirby:** Je pourrais peut-être réduire cette question à une seule phrase. Je crois que vous avez dit que vous approuvez l'objectif de canadienisation mais non pas les politiques gouvernementales portant sur la réalisation de cet objectif; que, dans un sens, vous voudriez voir cet objectif se concrétiser par les forces du marché; est-ce exact? En d'autres termes, comme sous-produit plutôt que comme politique délibérée. Si cela se réalise, tant mieux, mais vous êtes contre une politique visant ouvertement cet objectif.

**M. Carmichael:** Ce que je veux dire c'est que je ne crois pas qu'il soit nécessaire d'adopter une politique précise pour obtenir un résultat en voie de réalisation.

**Le sénateur Kirby:** Vous dites que votre objectif aurait été atteint de toute façon.

**M. Carmichael:** Pas cet objectif précis. Celui qui consiste à augmenter la participation canadienne à 50 p. 100 d'ici 1990.

**Le sénateur Kirby:** En augmentant l'efficacité canadienne.

**M. Carmichael:** Oui.

**M. Clay:** En fait, vous allez plus loin en disant que cet objectif aurait été atteint de façon beaucoup plus économique si le

[Text]

way if the government had the patience to wait longer than 1990 for that to occur.

**Mr. Carmichael:** I believe there are some companies that have contributed to a higher Canadian ownership that are still in difficult financial situations and are not contributing as much, in terms of exploration and development, in finding new energy, as they might be had they not been encouraged to buy foreign oil assets.

**Mr. Clay:** I would like to turn to the question of balance in energy policy-making as reflected in the National Energy Program. Both in the statements of NEP itself, and certainly in the coverage, in one form or another, that the NEP has received, petroleum has been the dominant actor. I am wondering to what extent you feel that the National Energy Program has been too heavily concerned with one aspect of our energy affairs. Should other conventional energy forms have received more prominence in energy planning? Should energy conservation have had more prominence? Should the development of alternative energy forms have received more prominence?

**Mr. Carmichael:** I agree with the notion that what we really had is a national oil and gas policy rather than a National Energy Policy. It has not dealt with the other major conventional types of energy, such as coal or electricity, and also it has not really dealt in any great depth with alternative sources of energy.

**Mr. Clay:** Has that been a serious flaw?

**Mr. Carmichael:** I am not sure that it has. I am not sure that the flaw is that we have not dealt more intensively with these other areas. Perhaps the flaw is that we have dealt too intensively with the oil and gas area, that we have over-regulated it, and in so doing have put in place an industrial policy that I would not suggest that we repeat for other forms of energy.

**Mr. Clay:** Has your institute done any studies of the cost effectiveness of other approaches to spending federal dollars in modifying our energy system?

**Mr. Carmichael:** No.

**Mr. Clay:** You have not looked at conservation as an alternative to the development of the tar sands?

**Mr. Carmichael:** No.

**Mr. Clay:** I have one last area of questioning. There has been quite a lot of discussion about the process itself, in which the National Energy Policy program was put in place, ranging from one extreme, which says that our system of policy-making in Canada is at fault, that inherently it is difficult to produce responsive policies with our style of government, to the other extreme which says that the National Energy Program is a unique policy initiative that came about under a unique set of international circumstances. Which of those opinions would you tend to believe more properly characterizes the way in which we formulate energy policy in Canada?

[Traduction]

gouvernement avait eu la patience d'attendre plus longtemps que 1990 pour que cela se produise.

**M. Carmichael:** Je crois qu'un certain nombre de sociétés, qui ont contribué à augmenter la participation canadienne, se trouvent toujours dans une situation financière difficile et que, à cause de cela, elles ne contribuent pas autant aux travaux d'exploration et de développement pour trouver de nouvelles ressources énergétiques qu'elles le feraient si elles n'avaient pas été encouragées à acheter des sociétés pétrolières étrangères.

**M. Clay:** J'aimerais maintenant passer à la question de l'équilibre dans les politiques énergétiques tel que le reflète le Programme énergétique national. Dans les déclarations relatives au PEN lui-même et dans l'attention que ce programme a reçu sous une forme ou une autre, le pétrole a toujours été le point prédominant. Je me demande dans quelle mesure vous croyez que le Programme énergétique national a été trop axé sur un aspect seulement de nos questions énergétiques. Aurait-il fallu accorder plus d'importance à d'autres formes d'énergie classique au chapitre de la planification énergétique? Aurait-il fallu accorder plus d'importance à la question de la conservation énergétique? Aurait-il fallu accorder plus d'attention à la question de développement d'autres formes d'énergie?

**M. Carmichael:** Je conviens que nous avons une politique pétrolière et gazière nationale plutôt qu'une politique énergétique nationale. Cette politique ne visait pas d'autres formes d'énergie classiques, comme le charbon ou l'électricité et très peu d'autres sources d'énergie.

**M. Clay:** Est-ce là une grave erreur?

**M. Carmichael:** Je ne suis pas sûr. Je ne sais pas si l'erreur vient du fait que nous n'avons pas accordé plus d'attention à ces autres domaines. Nous nous sommes peut-être trop concentrés sur la question du gaz et du pétrole, trop réglementer et que, ce faisant, nous avons mis en place une politique industrielle qu'il ne faudrait pas appliquer à d'autres formes d'énergie.

**M. Clay:** Votre institut a-t-il effectué des recherches sur la rentabilité d'autres solutions auxquelles le gouvernement fédéral pourrait consacrer de l'argent pour modifier notre système énergétique?

**M. Carmichael:** Non.

**M. Clay:** Vous n'avez pas considéré la conservation comme solution de rechange à l'exploitation des sables bitumineux?

**M. Carmichael:** Non.

**M. Clay:** J'ai une autre question à vous poser. On a beaucoup discuté du procédé lui-même, de la façon dont le Programme énergétique national a été mis en place et on a dit, d'une part, que notre système d'élaboration de politiques présente des lacunes, qu'il est difficile en soi de produire des politiques efficaces avec notre style de gouvernement et, d'autre part, que le Programme énergétique national constitue une initiative unique en son genre qui découle de circonstances internationales exceptionnelles. Quelle est celle de ces opinions qui décrit réellement, d'après vous, la façon dont nous formulons nos politiques énergétiques?



[Text]

**Mr. Carmichael:** I see two views on the policy process that has emerged over the past few years. One is the view that we took in our earlier paper, that suggested it would be your first case, that it was a system that was at fault. I would say that the main flaw in the system to which we pointed was the lack of consultation and public debate of energy issues before the formation of energy policy. We tried to deal with what we understood to be some of the reasons for those system failures, and those are outlined in the study. The other view, I believe, is that really during the nine months from the NEP through to the September 1981 agreement there was a situation that will never occur again in Canada. It was a situation in which we had an unprecedented increase in the stakes, and because we did not have a method for dealing with sharing this large increase in the stakes, we had a very confrontational negotiation and decision-making process.

Our view was that it was this same process that locked us in to an inflexible energy program, that it became a legislative program, highly complex in terms of pricing and taxation, and one that had very limited possibilities for making changes.

In the period since the September 1981 agreement there have been some good changes in the National Energy Program. It is very difficult to say what we have in place right now, whether it is a National Energy Program or whether it is something very different from that. I believe that the consultation between Alberta and the federal government has improved tremendously and that industry associations and groups are having a larger impact on policy, and that groups like this, which did not exist in 1978-79, can also play an important role. I still question whether or not the approach that was taken to the NEP can ever generate for Canada an effective energy policy.

In the event of a future price shock that would put us back in the same sort of situation as we were in 1979, we could very well find ourselves with the same sort of confrontation, disagreement or costly impasse that we had at that time. For that reason, perhaps more than any other, I have suggested in this paper a movement toward a more market-oriented system, wherein there would be agreements on the tax system and on the sharing of revenues, regardless of whether oil prices continue to rise or fall.

**Mr. Clay:** I will close my remarks by suggesting that your observation, that consultation is an important element, is a necessary but insufficient condition. Events like the Arab oil embargo of 1973 and that of 1979-80, along with the consequent price shocks, are really oscillations on the evolution of an energy system which is changing shape over decades. We simply do not have the mechanism by which to perceive how this evolution will proceed and to plan for it, by way of policy within government. Really, the flaws are considerably more fundamental than those which you are suggesting. Thank you, Mr. Chairman.

[Traduction]

**M. Carmichael:** Deux points de vue sur le processus d'élaboration de nos politiques ont surgi au cours des dernières années: le premier reflète la position que nous avons prise dans notre premier mémoire, et qui laisse entendre que ce système, en fait, présente des défauts. Je dirais que la principale lacune que nous avons décelée dans le système est le fait qu'il n'y a eu aucune consultation et aucun débat public sur les questions énergétiques avant l'élaboration de notre politique énergétique. Nous avons essayé de décrire ce qui, d'après nous, constitue certaines des raisons qui expliquent les lacunes du système, raisons qui sont exposées dans l'étude. L'autre point de vue, d'après moi, est que l'entente de neuf mois, depuis le lancement du PEN jusqu'en septembre 1981, ne se reproduira jamais au Canada. Cette situation a donné lieu à une augmentation sans précédent des enjeux, et parce que nous n'avions aucun moyen de partager cette forte augmentation des enjeux, nous nous sommes trouvés devant un processus de décision et de négociation conflictuel.

Nous étions d'avis que c'était ce même procédé qui nous avait enfermés dans un programme énergétique rigide—qui est devenu un programme législatif—très complexe en termes de prix de fiscalité, et un programme qui offrait très peu de possibilités de changement.

Dans la période qui a suivi l'entente de septembre 1981, un certain nombre de changements que je considère valables ont été apportés au Programme énergétique national. Il est très difficile de dire quel genre de programme nous avons maintenant; s'il s'agit d'un programme énergétique national ou d'un programme très différent. Je crois que le processus de consultation entre l'Alberta et le gouvernement fédéral s'est beaucoup amélioré et que les sociétés et groupes industriels exercent une plus grande influence sur la politique, et que les groupes de ce genre, qui n'existaient pas en 1978-1979, peuvent également jouer un rôle important. Je me demande encore si l'approche adoptée envers le PEN permettra jamais au Canada de se doter d'une politique énergétique efficace.

Si nous devons faire face à une autre augmentation brutale des prix qui nous ramènerait à la situation de 1979, je crois que nous nous retrouverions avec les mêmes conflits, mésententes ou impasses coûteuses que nous avons à ce moment-là. C'est pour cette raison surtout que j'ai proposé, dans ce document, de mettre en place un système davantage influencé par le marché qui permettrait de conclure des ententes sur le régime fiscal et le partage des recettes, que le prix du pétrole continue à augmenter ou à diminuer.

**M. Clay:** Je voudrais terminer en vous disant simplement qu'à mon avis, l'observation que vous avez faite, à savoir que la consultation est un élément important, constitue une condition nécessaire mais insuffisante. Les événements comme l'embargo pétrolier arabe de 1973 et celui de 1979-1980, ainsi que les fortes augmentations qui ont suivi, démontrent tout simplement que le système énergétique continue à évoluer au cours des décennies. Nous n'avons simplement pas les mécanismes ou politiques gouvernementales qui nous permettent de prévoir cette évolution et de prendre les mesures nécessaires pour y faire face. Les lacunes sont beaucoup plus fondamentales que celles que vous décrivez. Merci, monsieur le président.



[Text]

**Senator Bell:** Mr. Chairman, I did have pages of questions but most of them were dealt with by the other questioners, and far more effectively than I could have done. The witness has answered fully to my satisfaction. There are, however, one or two points I would like to raise. One is with respect to the PIP grants. Is the witness able to tell us what would have been the result if we had not had this program? I objected strenuously to it and spoke against it when the legislation was before the Senate. Is there any way to tell how we could have achieved frontier exploration under a system of tax incentives, and so forth?

**Mr. Carmichael:** I do not have a specific answer to your question, senator, but it is one that I asked myself a number of times during 1982 and 1983. What brought this to my attention was an article in *Business Week*. It suggested that, even though international oil prices were falling and there was a large excess capacity or glut developing on the international oil market, major international oil companies were increasing their budgets for frontier exploration. This was not being done in Canada but in Alaska, in Scandinavia and in other remote regions of the world. Perhaps honourable senators would find that article interesting. I will try to obtain it for the committee.

The response given by the industry as to why it was expanding its high cost, high risk frontier exploration at that time was that it was really looking 20, 30 or 40 years into the future. Industry was taking account of its own energy reserves and asking how they could be replenished. It held the view that short-term movements in energy prices and supply and demand, while they were important to business profits this year and next year, were really secondary when it came to making decisions about whether to go ahead in trying to find large oil fields in different parts of the world.

I suppose I asked myself this question: To what extent would Hibernia or any of the other areas of exploration have been pursued under a different sort of incentive regime than that which we have had in place in Canada? That article suggested that much of it would probably have gone on at any rate.

**Senator Bell:** There is another aspect of your presentation on which I would like you to elaborate. How could the International Energy Agency, or Canada, as a part of it, be encouraged to develop a more assured supply?

**Mr. Carmichael:** Canada is currently a signatory to the International Energy Agreement. Under that agreement, in the event of a major disruption in world oil supplies—and a major disruption is defined as a reduction of 7 per cent from the previous year's consumption levels of the member countries—a sharing system would come into place whereby various countries would allocate the available energy that they have and share it with other members, so that there would not be large shortfalls in some member countries and smaller shortfalls in others, such as Canada, which has greater energy

[Traduction]

**Le sénateur Bell:** Monsieur le président, j'avais d'innombrables questions à poser mais la plupart d'entre elles ont été traitées, et avec beaucoup plus d'efficacité que je n'aurais pu le faire, par les autres interlocuteurs. Le témoin a répondu aux questions à mon entière satisfaction. Il y a toutefois, un ou deux points que je désire soulever. Le premier porte sur les subventions offertes dans le cadre du PESP. Le témoin peut-il nous dire ce qui serait arrivé sans ce programme? Je m'y suis fortement opposé lorsque le Sénat a été saisi du projet de loi. Pouvez-vous me dire comment nous aurions pu effectuer des travaux d'exploration dans les régions pionnières avec un système d'encouragements fiscaux, et autres choses de ce genre?

**M. Carmichael:** Je n'ai pas de réponse précise à votre question, sénateur, mais c'est une chose que je me suis demandée à plusieurs reprises entre 1982 et 1983. C'est un article du *Business Week* qui a attiré mon attention sur cette question. D'après cet article, bien que les prix mondiaux du pétrole diminuaient et qu'on se retrouvait avec un très grand surplus de pétrole sur le marché international, les grandes sociétés internationales de pétrole, elles, augmentaient leur budget d'exploration dans les régions pionnières. Cela ne se passait pas au Canada mais en Alaska, en Scandinavie et dans d'autres régions éloignées du monde. Les honorables sénateurs trouveraient peut-être cet article intéressant. J'essaierai d'obtenir un exemplaire pour le Comité.

Lorsqu'on a demandé à l'industrie pourquoi elle augmentait ses travaux d'exploration, dont les risques et les coûts sont très élevés, dans les régions pionnières, elle a répondu à ce moment-là qu'elle agissait en fonction de ce qui arriverait dans 20, 30 ou 40 ans. L'industrie tenait compte de ses propres réserves énergétiques et cherchait à savoir comment elle pourrait les accroître. Elle estimait que les fluctuations à court terme de l'offre et de la demande et des prix énergétiques, tout en contribuant à la réalisation de profits cette année et l'année prochaine, devenaient secondaires lorsque serait le temps de décider s'il fallait essayer de trouver des champs pétrolifères importants dans différentes parties du monde.

Je suppose que je me suis demandé dans quelle mesure on aurait poursuivi le projet Hibernia ou autres travaux d'exploration s'il y avait eu un régime de subventions différent au Canada. L'article semble dire que la plupart des travaux auraient été poursuivis de toute façon.

**Le sénateur Bell:** Il y a un autre aspect de votre mémoire sur lequel je voudrais des précisions. Comment l'Agence internationale de l'énergie, ou le Canada, en tant que membre de celle-ci, peut-elle être encouragée à se doter de réserves continues?

**M. Carmichael:** À l'heure actuelle, le Canada est signataire de l'entente internationale de l'énergie. En vertu de cette entente, s'il survient une réduction radicale des réserves mondiales de pétrole—et par cela on entend une réduction de 7p. 100 par rapport aux niveaux de consommation de l'année précédente des pays membres—un système de partage serait mis en place en vertu duquel divers pays utiliseraient leurs réserves énergétiques disponibles pour les partager avec les autres états membres pour qu'il n'y ait pas de pénuries graves dans certains pays et des pénuries moins importantes dans d'autres, comme

[Text]

resources. We went through one major international disruption in 1979, which disruption amounted to only about 2.5 per cent of the previous year's supplies. In that case, the IEA agreement did not come into effect. That suggests to me that only something of the order of this Iraq-Iran situation escalating to the point where the entire Gulf was closed down would cause the IEA agreement to come into effect. Canada participates in that agreement and that provides a certain type of assurance to all of the member countries. The agreement is not a bad thing, but it would take a major disruption to cause it to come into effect.

I was also suggesting that Canada would have to do something itself before it could encourage other IEA member countries to increase their own strategic stockpiles. The United States has been the most aggressive IEA member in terms of setting aside a strategic stockpile. Japan, West Germany and other countries that are far more dependent have not done so. Canada has not done so either. It would be in our interest if the IEA member countries had larger strategic stockpiles upon which to draw in any period of disruption. This would mean, essentially, that the allocation system envisaged under the IEA agreement would not have to be resorted to.

**Senator Bell:** On this point you are speaking, for the most part, about petroleum produced energy, are you not? You are not thinking about atomic energy, for example?

**Mr. Carmichael:** In terms of the disruptions, we are dealing strictly with oil. Other forms of energy, such as natural gas or electricity, have limited transportation capability. Although we could do some sharing of those energy resources with the United States, it would be very difficult for us to share with Japan, for example. There are limitations in that regard. I suppose the point is that if we have within Canada deliverability system for natural gas and electricity over periods of disruption, it might be possible for us to contribute more, internationally, in terms of sharing oil.

**Senator Bell:** Do you see any way in which we could avoid Parliaments being faced with a fait accompli, as you said earlier, in terms of the National Energy Program? Really, Parliament, the legislative process, was almost entirely cut out of the policy-making at that point. Do you see that we have learned a lesson in this regard and that there may be a different approach made when future changes are being suggested?

**Mr. Carmichael:** I think any one of you would be able to answer that question somewhat better than I.

**Senator Bell:** I would like your opinion.

**Mr. Carmichael:** In terms of what has happened since the National Energy Program, my impression is that there has been recognition, between the major players, that is, Alberta and Ottawa, that that type of situation ought to be avoided in the future. For that very reason there has been a great deal more interchange and consultation between them. They have

[Traduction]

au Canada, qui possède des ressources énergétiques plus considérables. Nous avons déjà traversé une crise en 1979, alors que les réserves n'avaient été réduites que de 2,5 p. 100 par rapport à l'année précédente. Dans ce cas, l'entente de l'Agence internationale de l'énergie n'a pas été appliquée. Ce qui veut dire, d'après moi, que seule une crise comme le conflit entre l'Irak et l'Iran qui pourrait s'aggraver au point où tout le Golfe serait fermé, entraînerait la mise en application de l'entente de l'Agence internationale de l'énergie. Le Canada participe à l'entente et je crois que cela rassure dans une certaine mesure tous les autres pays membres. L'entente n'est pas une mauvaise chose en soi mais il faut qu'il survienne une crise pour qu'on l'applique.

Je suis également d'avis que le Canada devrait donner l'exemple avant d'encourager les autres pays membres de l'Agence internationale de l'énergie à accroître leurs propres réserves stratégiques. Les États-Unis sont les membres les plus actifs de l'Agence pour ce qui est d'établir des réserves stratégiques. Le Japon, l'Allemagne de l'Ouest et autres pays qui dépendent dans une large mesure des autres n'ont rien fait. Le Canada non plus. Il serait dans notre intérêt que les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie aient à leur disposition des réserves stratégiques plus importantes en cas de crise. Cela voudrait dire, essentiellement, qu'il ne serait pas nécessaire d'avoir recours au système de répartition envisagé par l'entente AIE.

**Le sénateur Bell:** Vous parlez surtout d'énergie dérivée du pétrole, n'est-ce pas? Vous ne parlez pas d'énergie atomique, par exemple?

**M. Carmichael:** En cas de crise, il s'agit uniquement de pétrole. Les autres formes d'énergie, comme le gaz naturel ou l'électricité, n'offrent que des capacités de transport très limitées. Bien que nous puissions, dans une certaine mesure, partager ces ressources avec les États-Unis, il serait très difficile pour nous de les partager avec le Japon, par exemple. Il y a des limites. Je suppose, en fait, que si nous avions au Canada un système qui permettrait de livrer du gaz naturel ou de l'électricité en temps de crise, il nous serait possible de fournir davantage de pétrole sur le plan international.

**Le sénateur Bell:** D'après vous, pouvons-nous éviter que les parlements se trouvent face à un fait accompli, comme vous l'avez dit plus tôt, en ce qui concerne le Programme énergétique national? Le Parlement—le législatif—était presque entièrement coupé du processus décisionnel à ce moment-là. Croyez-vous que nous avons tiré une leçon de cette expérience et que nous pourrions adopter une approche différente au moment d'apporter des changements futurs?

**M. Carmichael:** Je crois que n'importe qui d'entre vous est mieux placé que moi pour répondre à cette question.

**Le sénateur Bell:** J'aimerais connaître votre opinion.

**M. Carmichael:** Pour ce qui s'est produit depuis le lancement du Programme énergétique national, je crois que les principales parties, c'est-à-dire l'Alberta et Ottawa, ont reconnu qu'il faudrait essayer d'éviter ce genre de situation dans les années à venir. C'est pourquoi il y a eu beaucoup plus d'échanges et de consultations entre les deux parties. Je crois qu'ils



*[Text]*

included outside groups more than in the past. It seems to me that our constitutional system ensures that we will continue to have a mainly federal-provincial decision making process. It may from time to time run into confrontation and problems. That is something we will just have to work around. There does not seem to me to be any apparent way to change it.

**Senator Roblin:** I think Senator Bell is trying to get the witness to say that an elected Senate would improve that situation.

**Senator Bell:** Do not put words in my mouth, Senator Roblin, please!

**Senator Roblin:** I wish you would recommend it!

**Senator Bell:** I have one more quick question, if I may, Mr. Chairman—I seem to have forgotten it now. I do not think it will come back.

**Senator Roblin:** I apologize, Senator Bell.

**The Chairman:** Mr. Carmichael, we thank you both for your presentation here today and for the very excellent manner in which you have answered our questions. As you have seen for yourself, you have generated a great deal of interest with the committee members. We appreciate the articulate way in which you have imparted your knowledge and information. On behalf of the committee, I thank you and the C.D. Howe Institute very sincerely.

**Senator Kirby:** Some of us may even comment, Mr. Chairman, that he did not sound too much like an economist.

**The Chairman:** The next meeting will be held tomorrow afternoon at approximately 3:30, when the Senate rises. We shall conclude this series of meetings in the city of Calgary on Tuesday, June 5, when we will hear witnesses from the Independent Petroleum Association of Canada.

The committee adjourned.

*[Traduction]*

consultent beaucoup plus les groupes extérieurs que dans le passé. Notre régime constitutionnel prévoit que nous continuerons à avoir recours à un processus décisionnel fédéral-provincial surtout qui, peut-être, éprouvera des difficultés de temps à autre. C'est un obstacle qu'il faudra surmonter. Il ne semble pas exister, d'après moi, des moyens évidents de le changer.

**Le sénateur Roblin:** Je crois que le sénateur Bell essaie de faire dire au témoin qu'un Sénat élu améliorerait cette situation.

**Le sénateur Bell:** Ne me faites pas dire ce que je n'ai pas dit, sénateur Roblin!

**Le sénateur Roblin:** Je voudrais bien que vous le recommandiez!

**Le sénateur Bell:** J'ai une dernière petite question, monsieur le président—je semble maintenant l'avoir oubliée. Je ne crois pas pouvoir m'en souvenir.

**Le sénateur Roblin:** Je m'excuse, sénateur Bell.

**Le président:** Monsieur Carmichael, nous désirons vous remercier tous les deux pour votre exposé et pour vos excellentes réponses à nos questions. Comme vous avez pu le constater, vous avez soulevé un très grand intérêt chez les membres du Comité. Nous apprécions la façon dont vous nous avez communiqué vos connaissances et vos renseignements. Au nom du Comité, je tiens à vous transmettre, ainsi qu'à l'Institut C.D. Howe, nos remerciements les plus sincères.

**Le sénateur Kirby:** Certains d'entre nous pourraient même dire, monsieur le président, que nous n'avions pas eu l'impression de parler à un économiste.

**Le président:** La prochaine réunion aura lieu demain après-midi, vers 15 h 30, à l'ajournement du Sénat. Nous terminerons nos audiences à Calgary, le mardi 5 juin, et nous entendrons à ce moment-là des représentants de la Independent Petroleum Association of Canada.

La séance est levée.

















*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

WITNESS—TÉMOIN

*From the C. D. Howe Institute:*

Mr. Edward A. Carmichael, Senior Policy Analyst.

*De l'Institut C. D. Howe:*

M. Edward A. Carmichael, analyste principal des politiques.



DEPOSITORY LIBRARY MATERIAL



Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

Thursday, May 31, 1984

Le jeudi 31 mai 1984

Issue No. 12

Fascicule n° 12

Tenth Proceedings on:

Dixième fascicule concernant:

The National Energy Program

Le Programme énergétique national

WITNESS:  
(See back cover)

TÉMOIN:  
(Voir à l'endos)

STANDING SENATE COMMITTEE ON ENERGY AND  
NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*

The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Le Moyne  |
| Charbonneau | Lucier    |
| Doody       | Molgat    |
| *Flynn      | *Olson    |
| or Roblin   | or Frith  |
| Guay        | Thériault |

\*Ex Officio Members

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE L'ÉNERGIE  
ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings

*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs: -

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Le Moyne  |
| Charbonneau | Lucier    |
| Doody       | Molgat    |
| *Flynn      | *Olson    |
| ou Roblin   | ou Frith  |
| Guay        | Thériault |

\*Membres d'office

(Quorum 4)

CORRECTION

*Issue No. 4*

[Text]

Page 4A:21: last line, last word, 1984 replaces "1983".

CORRECTION

*Fascicule n° 4*

[Traduction]

Page 4A:49: dernière ligne, dernier mot, 1984 remplace  
«1993».

Published under authority of the Senate by the  
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par  
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 23, 1984:

“With leave of the Senate.

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.”

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février 1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*



## MINUTES OF PROCEEDINGS

THURSDAY, MAY 31, 1984  
(18)

## [Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:45 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Bell, Hastings, Kelly, Le Moyne and Roblin. (7)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

## Witness:

*From the Ontario Energy Corporation:*

Mr. Malcolm Rowan, President.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840531-01 On motion of the Honourable Senator Adams, it was agreed,—That the brief submitted to the Committee by the The Ontario Energy Corporation be appended to this day's proceedings (*See Appendix "ENR-12A"*).

The witness made a statement and answered questions.

At 5:37 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

ATTEST:

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## PROCÈS-VERBAL

LE JEUDI 31 MAI 1984  
(18)

## [Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 45 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Bell, Hastings, Kelly, Le Moyne et Roblin. (7)

*Présent mais ne faisant pas partie du Comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Également présents:* Du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement, Division des sciences et de la technologie: M. Dean N. Clay, chef; M<sup>me</sup> Lynne C. Myers, attaché de recherche et M. Philip DeMont, adjoint à la recherche. Également présent: M. Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité.

## Témoin:

*De l'Ontario Energy Corporation:*

M. Malcolm Rowan, président.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du programme énergétique national, y compris ses répercussions sur le développement de l'énergie au Canada.

RC840531-01 Sur motion de l'honorable sénateur Adams, il est décidé—que le mémoire présenté au Comité par l'Ontario Energy Corporation soit imprimé en annexe aux procès-verbaux des délibérations de ce jour. (*Voir Appendice "ENR-12A"*).

Le témoin fait une déclaration et répond aux questions.

A 17 h 37, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

ATTESTÉ:

## EVIDENCE

Ottawa, Thursday, May 31, 1984

[Texte]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 3.40 p.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings (Chairman)** in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, I call the meeting to order. This afternoon we are continuing our study of the National Energy Program. Our witness today is Mr. Malcolm Rowan, President and Chief Executive Officer of the Ontario Energy Corporation. He will make an opening statement, and will be available for any questions that you wish to pose. Mr. Rowan, we welcome you and look forward to hearing your presentation.

**Mr. Malcolm Rowan, President and Chief Executive Officer, Ontario Energy Corporation:** Mr. Chairman and honourable senators, I appreciate the opportunity to visit with you this afternoon. What I would like to do is touch on a few highlights of my submission prior to answering any questions which you may have.

Although I will relate to some of the concerns of oil and gas consuming provinces, of which Ontario is one of ten, I do not consider myself in a position to act as a spokesman for the Government of Ontario. I have a background in energy policy from my six years as Deputy Minister of Energy in Ontario, a position I no longer hold. I am here today as the President and Chief Executive Officer of the Ontario Energy Corporation.

My objective is to view the National Energy Program from a quite different perspective to that of the majority of the people who have so far appeared before you. You have invited comments on four areas. A number of persons have responded and directly or indirectly counselled you as to what ought to be done. I suggest it would not be particularly useful for me to reinforce or seek to amend these ideas nor does my background incline toward the oil and gas numbers game. In my view the cost-benefit approach to national energy policy, of which the NEP is an important component, has limited usefulness. The insights that you seek and the solutions that you desire are unlikely to be found in a quantitative analysis of the costing benefits of the NEP.

In matters such as these we are greatly influenced by subjective non-economic considerations. The evaluation of the NEP cannot be divorced from an understanding of the kind of country we want, the kind of country we think we have, what we hope we can achieve or which part of Canada we define as our emotional home.

In short, statistical costs and benefits are unhelpful if conclusions have been pre-determined by a set of cultural values, by regional attitudes or by different premises. The perspective I seek to bring to your committee is, I believe, the natural

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le jeudi 31 mai 1984

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 15 h 40 pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, ainsi que ses effets sur la mise en valeur de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hasting (président)** occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, je déclare la séance ouverte. Cet après-midi nous poursuivons notre étude du Programme énergétique national. Notre témoin aujourd'hui est M. Malcolm Rowan, président directeur général de l'Ontario Energy Corporation. Il fera une déclaration préliminaire, et comme d'habitude il se prêtera à votre interrogatoire. M. Rowan, nous vous souhaitons la bienvenue et avons hâte d'entendre votre exposé.

**M. Malcolm Rowan, président directeur général de l'Ontario Energy Corporation:** Monsieur le président et honorables sénateurs, je vous remercie de m'avoir permis de vous rendre visite cet après-midi. J'aimerais d'abord aborder certains points saillants de mon mémoire avant de répondre à toutes vos questions.

Même si je me propose de traiter de certaines préoccupations des provinces consommatrices de pétrole et de gaz naturel, dont l'Ontario, je ne me considère pas comme étant le porte-parole du gouvernement ontarien. Je connais assez bien la politique énergétique grâce aux six années que j'ai été sous-ministre de l'Énergie de l'Ontario, poste que je ne détiens plus. Je suis ici à titre de président directeur général de l'Ontario Energy Corporation.

Il s'agit pour moi d'aborder le Programme énergétique national sous un angle tout à fait différent de celui de la majorité des personnes qui ont déjà comparu devant vous. Vous avez demandé des commentaires sur quatre domaines. Un certain nombre de personnes y ont répondu et directement ou indirectement elles vous ont conseillé sur les mesures à prendre. Je crois qu'il ne serait pas particulièrement utile que je revienne sur ces idées ou que je cherche à les modifier et mon expérience en la matière ne m'incite guère à entrer dans le jeu des chiffres relativement au pétrole et au gaz. À mon avis, l'application de la méthode coûts-bénéfice à la politique énergétique nationale, dont le PEN est un élément important, n'a qu'une utilité limitée. Il est peu probable qu'une analyse quantitative des coûts-bénéfices du PEN puisse dégager les renseignements et les solutions que vous recherchez.

Ordinairement, dans des questions de ce genre, nous sommes beaucoup influencés par des considérations subjectives qui n'ont rien à voir avec l'économie. L'évaluation du PEN ne peut être dissociée d'une compréhension du genre de pays que nous voulons, du genre de pays que nous pensons avoir, de ce que nous espérons atteindre ou de la partie du Canada que nous définissons comme notre patrie.

En résumé, à quoi cela sert-il de disposer de données statistiques sur les coûts et les bénéfices si nos conclusions doivent être régies par un ensemble de valeurs culturelles, par des attitudes régionales ou par différentes prémisses. Ce que j'essaie



*[Text]*

habitat of the politician. It is the management of values and not of numbers, and it is the building of consensus and goodwill and not of balance sheets.

Many in the producing regions see energy policy rooted to political partiality and, consequently, unfairness. I suggest that when we are considering national policy design, this consideration moves us into the whole issue of fairness, a word and a concept that is a recurring theme of the NEP. Fairness is defined by the authors of the NEP as "achieving an equitable sharing of energy benefits and burdens among Canadians." Nobody can have trouble with the definition, but is it satisfied by the NEP? Further, who is qualified to make a final judgment? Fairness is ordinarily thought to result from a dispassionate negotiation or the decisions of outside, disinterested persons. Can fairness be individually defined and unilaterally imposed? Vis-à-vis oil and gas it is an issue that demands a concentrated attention of Canadians and, I respectfully suggest, invites the close attention of this committee.

It is difficult to analyse fairness in the Canadian Confederation in isolation from the further issue of equalization. There is little question that the regional concentration of oil and gas, especially when coupled with abrupt increases in prices, has had the effect of seriously distorting the relative fiscal capability of different provinces to provide an equal level of services to its citizens while maintaining a more or less comparable tax level. For decades equalization has been a clear Canadian commitment and an accepted principle. No province opposes it and, indeed, all strongly support it. However, hydrocarbons are a depleting resource. Producing provinces hold the view that the large petroleum revenues may be of relatively short duration. There is disagreement and uncertainty as to the most appropriate process for the sharing of the regional gain related to the hydrocarbon resources. Although all agree that equalization continues as an urgent issue, many do not agree as to its relevance to oil and gas revenues.

There is another issue that is clearly related. The Constitution vests resource ownership in the provinces. What does provincial ownership connote? The NEP says that oil and natural gas are unique resources, a suggestion that invites policies specific to the one resource sector. This uniqueness is used to justify federal taxation and pricing arrangements for oil and gas that are not applicable to other natural resource sectors. The producing provinces do not accept that petroleum is different in principle to other natural resources. They are not satisfied that it is fair to attach special federal taxes to oil and gas.

Moreover, the federal government starts from the assumption that it has at least two basic functions: first, to set certain standards for the nation as a whole; for example, in health

*[Traduction]*

de faire ressortir devant votre Comité c'est, je crois, l'habitat naturel des hommes politiques. Il s'agit de la gestion de valeurs et non de chiffres, de constitution d'un consensus et d'une bonne volonté et non de bilans.

Un grand nombre des régions productrices considèrent que la politique énergétique est enracinée dans une partialité politique et qu'elle est dès lors injuste. Je pense que lorsque nous songeons à une conception de politique nationale, cette considération nous plonge dans toute cette question de justice, un terme ou un concept qui revient souvent dans le PEN. La justice est définie par les auteurs du PEN «comme étant le fait de réaliser un partage équitable des bénéfices énergétiques et des fardeaux entre les Canadiens», définition qui est on ne peut plus claire, mais le PEN satisfait-il vraiment à cette exigence? En outre, qui possède la compétence nécessaire pour trancher la question? L'équité est ordinairement considérée comme étant le résultat d'une négociation objective ou de décisions prises par des personnes désintéressées de l'extérieur. L'équité peut-elle être individuellement définie et imposée unilatéralement? En ce qui concerne le pétrole et le gaz naturel, c'est une question à laquelle les canadiens doivent prêter toute leur attention et qui, sauf votre respect, exige que le Comité s'y penche de très près.

Il est difficile d'analyser l'équité au sein de la confédération canadienne en faisant abstraction des autres questions de péréquation. Il ne fait aucun doute que la concentration du pétrole et du gaz dans une région donnée, à un moment où les prix subissent des hausses vertigineuses, a gravement affaibli la capacité fiscale relative des différentes provinces d'assurer le maintien des services à leurs citoyens tout en conservant des niveaux fiscaux plus ou moins comparables. Pendant des décennies, la péréquation a été un net engagement canadien et un principe accepté. Aucune province ne s'y oppose et en fait, toutes appuient fortement ce principe. Toutefois, les hydrocarbures sont une source en voie de disparition. Les provinces productrices sont d'avis que les vastes revenus pétroliers peuvent être d'une durée relativement courte. On ne s'entend pas sur la méthode la plus appropriée pour partager les gains régionaux liés aux ressources d'hydrocarbure. Même si tous conviennent que la péréquation continue d'être une question d'urgence, la plupart ne voient aucun rapport entre cette péréquation et les revenus pétroliers et gaziers.

Il y a un autre élément qui est nettement relié à la question. La constitution accorde aux provinces la propriété des ressources. Que signifie la propriété provinciale? Le PEN dit que le pétrole et le gaz naturel sont des ressources uniques, ce qui invite l'adoption de politiques précises à l'égard d'un secteur de ressources. Cette unicité est utilisée pour justifier les dispositions fédérales de taxation et d'établissement des prix du pétrole et du gaz sans les appliquer à d'autres secteurs des ressources naturelles. Les provinces productrices n'admettent pas qu'il y ait une distinction entre le pétrole et les autres ressources naturelles. Elles ne croient pas qu'il soit juste d'imposer des taxes fédérales spéciales sur le pétrole et le gaz naturel.

En outre, le gouvernement fédéral parle de l'hypothèse selon laquelle il a au moins deux fonctions fondamentales: premièrement, établir certaines normes pour la nation dans son ensemble, par exemple, dans le domaine des soins de santé et, deuxièmement,



## [Text]

care, and, secondly, to distribute or reallocate wealth from one region to another as appropriate.

From this latter function comes a view that natural resources are owned by all Canadians, not just some Canadians, and therefore the federal government has a right to a share of those resources on behalf of all Canadians. That federal view of its function and the implications for resource ownership may, indeed, be in the best interest of Canada, but it is not the view or interpretation of the law that some regions have. Saying it should be so does not make it so.

The federal government can get its own way in most things. Indeed, if it believes strongly enough about something, it is likely to have its way in the long run. When different understandings and premises collide, bitterness and frustration often result. In these circumstances, invoking the national interest, in my view, is not helpful. The NEP has become a symbol. It is an example of how inter-governmental relations can be redefined. Whatever it has become, the NEP cannot be cut loose from the long history of Canada and, more specifically, from our energy policy history. In very large part, it was a drawing together of previous policies into a single statement. The fiscal regime and incentives were new. So is the process for Canadianization. Most of the rest was a restatement and elaboration of the historic policy. It has evolved and is still evolving. Some of its original rough edges have been smoothed, and there is the prospect of further smoothing. I sense that there has been a change for the better in Ottawa's attitude, but it is to be seen whether that attitudinal change is deep-seated.

It is difficult to disagree with the stated objectives of the National Energy Program. It is easy to understand because it is unequivocal and comprehensive, but it is changing the rules and it assumes that there will be different winners and losers. It is hardly surprising that this inspired complaints. Previous winners are winners no longer.

The difficulty is less with the NEP's general direction than it is with some of the premises and attitudes of its creators. It was interpreted by some to be a raid on the resources of Alberta. Whether or not this perception is valid, the 1981 Alberta embargo indicates that the political ground was not well prepared.

Another important effect was a significant redistribution of power towards the federal government—the reverse of a trend that was greatly desired in western Canada. Some consuming provinces equally consider that they have a role to play in national energy policy making, an area from which they have been effectively excluded for the past five or more years. A consequence of that is an urgent need for bridge building between the regions of Canada. Given the conflicting views among the principal players, there would seem to be no institution more advantageously positioned to play this role is the Canadian Senate. As honourable senators will be more aware than I, one of the original purposes of the Senate was to represent the regions of Canada. The emotional fallout that resulted from the NEP surely is an indicator that this role continues to

## [Traduction]

mement, distribuer ou réaffecter les richesses d'une région à une autre selon le cas.

D'après cette dernière fonction, il ressort que les ressources naturelles appartiennent à tous les Canadiens, et non seulement à certains et que par conséquent, le gouvernement fédéral a le droit de partager ses ressources entre tous les Canadiens. Ce point de vue fédéral sur sa fonction et les implications de la propriété des ressources peuvent, en fait, être dans le meilleur intérêt du Canada mais ce n'est pas nécessairement de cette façon que certaines régions interprètent la loi. Dire qu'il en devrait être ainsi, ne constitue pas une vérité absolue.

Dans la plupart des cas, le gouvernement fédéral peut obtenir ce qu'il veut. En fait, s'il est assez convaincu de quelque chose, il réussira certainement à la promouvoir à long terme. Des points de vue et des convictions qui se heurtent engendrent généralement la frustration et l'amertume. Dans ces circonstances, le fait d'invoquer l'intérêt national n'améliore pas les choses. Le PEN est devenu un symbole. Il est un exemple de la façon dont les relations intergouvernementales peuvent être redéfinies. Quoi qu'il soit devenu, le PEN ne peut être détaché de la longue histoire du Canada, et plus particulièrement, de l'histoire de notre politique énergétique. On a, en somme, regroupé en une seule déclaration, plusieurs politiques antérieures. Le régime et les encouragements fiscaux étaient nouveaux. Il en va de même du processus de canadianisation. La plupart de ce qui restait était une réaffirmation et une élaboration de la politique ancienne qui a évolué et qui continue d'évoluer. On en arrondi les coins et on peut s'attendre à d'autres raffinements. J'ai la certitude qu'il y a eu un changement pour le mieux dans l'attitude d'Ottawa, mais il reste à voir si ce changement est définitif.

Il est difficile de disconvenir des objectifs énoncés dans le Programme énergétique national. Il est facile à comprendre parce qu'il n'est pas ambigu, mais il change les règles du jeu et laisse entendre qu'il y aura différents gagnants et perdants. Il ne faut pas s'étonner que cet aspect ait suscité des remous. Les anciens gagnants ne le sont plus.

La difficulté ne réside pas tant dans l'optique générale du PEN que dans certaines prémisses et attitudes de ses créateurs. Certains ont dit qu'il s'agissait plutôt d'un raid sur les ressources de l'Alberta. Que cette perception soit fondée ou non, l'embargo imposé par l'Alberta en 1981 indique que le terrain politique n'avait pas été bien préparé.

Autre effet important: la concentration des pouvoirs du gouvernement fédéral dans ce domaine—tendance qui est tout à fait à l'opposé de ce qui était vivement souhaité dans l'Ouest canadien. Certaines provinces consommatrices considèrent également qu'elles ont un rôle à jouer dans la prise de décisions politiques au niveau national en matière d'énergie, domaine dont elles sont absolument exclues depuis les cinq ou six dernières années. En conséquence, il faudrait de toute urgence rapprocher les régions du Canada. Étant donné les vues contradictoires des principaux intervenants, il semblerait qu'il n'y ait pas d'institution mieux placée pour jouer ce rôle que le Sénat canadien. Comme les honorables sénateurs le savent mieux que moi, un des premiers buts du Sénat est de représenter les régions du Canada. Le conflit émotionnel qui a résulté

*[Text]*

be crucial. I suggest that a route to this role is to think about the National Energy Program as an example of good public policy, directionally correct but imperfect.

The federal government took unto itself the sole responsibility to define Canada's energy policy and failed to manage well the trade-off among competing interests. It is easy to be critical. That I wish to avoid. However, I disagree with the way in which the federal government interpreted its role in the implications for pluralism in Canada. I have already discussed this at some length under the heading of "fairness." If bridges are to be built between the regions of Canada, this issue of fairness must be successfully addressed.

I now propose, Mr. Chairman, to touch briefly on half a dozen specifics of the NEP. I have chosen these because they are, I suggest, central to the program. First, I share with the majority of Canadians, I believe, a desire for Canadianization of the petroleum industry. The objective of steadily increasing ownership and control of Canada's petroleum resources by Canadians is, in my view, worthy. With respect to private and public ownership, I believe both have a role to play. The public company, like the private, must be efficient in the use of resources and must provide service. Assuming this is done, however, an important gain in knowledge and sensitivity to the needs of the industry flows from public sector involvement in the petroleum industry. This, in my view, is worth the price of admission.

Security of supply has always been a principal Ontario concern, as it must be with any consumer. There is nothing in the external oil supply world to ease this concern. I consider self-sufficiency from domestic sources to be a real goal.

There is criticism of the extent of the federal inclination towards the frontier. However, in my view, there is greater merit in the knowledge of the extent of our resources there. The current program should be allowed to run its normal course until it terminates at the end of 1986. As that date approaches, policy should be evaluated in the light of current domestic and offshore energy supply circumstances, and the degree of exploratory success achieved.

With respect to incentives, the grant route as distinct from the taxation incentive bears directly on Canadianization. This is desirable. What is much less desirable is the fact that the decision to give grants or to withhold them is centrally taken. It has to be subjective and further centralizes decision making in Canada. There are inevitable difficult trade-offs. The issue of allocation and sharing of the funds that result from oil and gas production cannot be separated from the issue of equalization, nor, I presume to suggest, is it entirely insulated from the issue of the implications of ownership of natural resources.

The Constitution is explicit in that the resources belong to the provinces. It also gives the federal government taxing

*[Traduction]*

du PEN est certainement un indice voulant que ce rôle continue d'être crucial. J'estime qu'une façon d'assurer ce rôle consiste à percevoir le Programme énergétique national comme un exemple de bonne politique publique, bien orienté mais imparfait.

Le gouvernement fédéral a voulu assumer la responsabilité de définir la politique énergétique du Canada, mais il n'a pas réussi à faire concilier les intérêts divergents. Il est facile de critiquer. Et c'est précisément ce que je désire éviter. Toutefois, je n'approuve pas du tout la façon dont le gouvernement fédéral a interprété son rôle dans le contexte pluraliste qui caractérise le Canada. J'en ai déjà parlé abondamment sous la rubrique de «l'équité». Si l'on veut rapprocher les régions du Canada, cette question d'équité doit être résolue.

Je propose maintenant, monsieur le président, d'aborder brièvement une demi-douzaine de points saillants du PEN. Je les ai choisis, parce que j'estimais qu'ils étaient essentiels. Premièrement, je partage avec la majorité des Canadiens, je pense, le désir de canadianiser l'industrie du pétrole. L'objectif qui consiste à accroître progressivement la propriété et le contrôle des ressources pétrolières du Canada par des Canadiens est à mon avis valable. Quant à la propriété publique et privée, je crois que les deux ont leur place. L'entreprise publique, comme l'entreprise privée, doit utiliser efficacement les ressources et fournir un service. En supposant que c'est le cas, la participation du secteur public à l'industrie du pétrole apporte à cette industrie une foule de connaissances techniques et une science des besoins qui, à mon avis, justifient bien son intervention.

La sécurité des approvisionnements a toujours été la principale préoccupation de l'Ontario comme elle doit être celle de tous les consommateurs. Rien dans le monde extérieurs de l'approvisionnement en pétrole ne dissipera cette crainte. J'estime que l'auto-suffisance à partir de nos sources nationales doit être le but réellement visé.

On critique la préférence marquée du gouvernement fédéral pour les régions pionnières. Toutefois, à mon avis, il est extrêmement important de connaître la mesure de nos ressources de ce côté. Le programme actuel devrait pouvoir suivre son cours normal jusqu'à ce qu'il se termine à la fin de 1986. À mesure que nous approcherons de cette échéance, la politique devrait être évaluée à la lumière de la conjoncture de l'approvisionnement énergétique national et offshore et du succès des travaux de prospection effectués.

Quant aux mesures d'incitation, la voie des subventions qui se distingue de celle des encouragements fiscaux exerce un effet très net sur la canadianisation. C'est souhaitable. Ce qui l'est beaucoup moins toutefois, c'est le fait que la décision d'accorder des subventions ou de ne pas en accorder est prise au niveau central. Ce processus est subjectif et tend à centraliser encore davantage le processus décisionnel au Canada. Il y a des compromis difficiles et inévitables à faire. La question de l'affectation et du partage des fonds tirée de la production pétrolière et gazière ne peut être dissociée de celle de la péréquation, ni entièrement isolée de la question de l'incidence de la propriété des ressources naturelles.

La constitution est explicite en ce sens qu'elle stipule que les ressources appartiennent aux provinces. Elle donne également



*[Text]*

power limited only by stated exceptions. Honourable senators may wish to consider just what ownership, in this sense, connotes.

A very careful Ontario view was written into the record by Premier Davis in a statement in August 1979, prior to the NEP. This is what he said:

... it is my hope that what we say regarding oil prices and development, energy security and economic and fiscal policy reflects national circumstances and will assist all parties in finding co-operative and national solutions.

As we enter the 1980s, it is vital that Canada frame a working consensus on energy matters that has eluded us in this decade. Equally important, it is urgent to understand and address oil pricing as not simply an issue between buyers and sellers.

We have not attained that national consensus in the 1980s and this decade is already half gone.

Mr. Chairman, I look forward to responding to any comments or questions of the members of the committee. Thank you.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Rowan.

**Senator Kelly:** Mr. Rowan, I must say that I have looked forward to cross-examining you in a public forum, having tried unsuccessfully in a private forum, you being, in my terms, an interventionist of the first degree.

Can we start by talking about Canadianization? Can you help me understand, other than as a cosmetic objective of public policy responding to the economic nationalist segment, what are the values in Canadianization in terms of meeting objectives other than just that one?

**Mr. Rowan:** Insofar as the National Energy Program is concerned, senator, I think that Canadianization breaks down into two parts: the buying of existing companies and the changing of the rules. I think the answer to your question really lies in the changing of the rules, but let me first deal with the buying of existing companies.

There are a number of criteria that might apply and these are not mutually exclusive. First, does it make good business sense to buy a foreign-owned company and operate it either in a public or private sense? Secondly, as far as the government is concerned, do you want or do you need to symbolize a change of policy? I think, to a large extent, that is what Petro-Canada is all about. Thirdly, do you feel that you need to know what is going on in the industry? Are there some initiatives that you would like taken but that the industry itself is reluctant to take because of the degree of risk? I think that is what Petro-Canada is doing in some of the Canada lands activities. Fourthly, is some investment in a foreign-owned company desirable to facilitate further Canadian investment? There

*[Traduction]*

au gouvernement fédéral un pouvoir d'imposition qui n'est limité que par des exceptions dûment spécifiées. Les honorables sénateurs voudront peut-être examiner ce que la propriété, en ce sens, veut dire.

L'optique de l'Ontario énoncée par le premier ministre Davis en 1979 avant la création du PEN a été dûment consignée aux comptes rendus. Il a déclaré ce qui suit:

... j'espère que vos affirmations sur les prix du pétrole et sur l'exploitation, la sécurité énergétique et la politique économique et fiscale, tiendront compte des circonstances nationales et aideront toutes les parties à trouver des solutions nationales dans un esprit de collaboration.

A l'aube des années 80, il est essentiel que le Canada réalise un consensus pratique sur les questions énergétiques, consensus qui nous a fait défaut au cours de cette décennie. Il est tout aussi important et même urgent de comprendre et de concevoir l'établissement des prix du pétrole non pas simplement comme une question entre acheteurs et vendeurs.»

Nous n'avons pas réalisé ce consensus national dans les années 80 et la présente décennie est déjà à moitié écoulée.

Monsieur le président, je suis prêt à répondre à tous commentaires ou toutes questions des membres du Comité. Merci.

**Le président:** Merci beaucoup, Monsieur Rowan. Sénateur Kelly?

**Le sénateur Kelly:** Merci, monsieur le président. Monsieur Rowan, je dois dire que j'attendais impatiemment l'occasion de vous interroger publiquement, ayant essayé sans succès de le faire en privé, parce que vous me semblez être au superlatif en faveur d'une intervention du gouvernement central.

Pouvons-nous commencer par parler de la canadianisation? Pouvez-vous m'aider à comprendre, en excluant le bel objectif d'une politique publique qui répond à des valeurs nationalistes économiques, quelles sont les autres valeurs que présente la canadianisation pour répondre à des objectifs autres que celui là seul?

**M. Rowan:** Pour ce qui est du programme énergétique national, sénateur, je pense que la canadianisation se résume à deux choses: l'achat de sociétés en opération et le changement des règles du jeu. Je pense que la réponse à votre question réside dans le changement des règles, mais permettez-moi d'abord de traiter de l'achat des sociétés actuelles.

Il existe un certain nombre de critères qui pourraient être appliqués et ces derniers ne s'excluent pas mutuellement. Premièrement, est-ce faire une bonne affaire que d'acheter une société étrangère et de l'exploiter, soit au niveau public ou privé? Deuxièmement, pour ce qui est du gouvernement, faut-il ou y a-t-il besoin de symboliser un changement de politique? Je pense, dans une grande mesure, que c'est la raison d'être même de Petro-Canada. Troisièmement, estimez-vous qu'il vous faut savoir ce qui se passe dans l'industrie? Aimerez-vous que certaines initiatives soient prises, mais que l'industrie elle-même hésite à prendre en raison du risque élevé? J'estime que c'est ce que Petro-Canada fait dans certaines des activités qui touchent les terres du Canada. Quatrièmement, serait-il sou-



## [Text]

have been a number of foreign-owned companies purchased and there are differing opinions as to whether that is or is not a good move.

Under the changing of the rules, I think that there are two areas that need to be examined. The first is the economic benefits that derive from ownership. The second is whether or not Canadians need more control over their own destiny. Under the ownership area, I think it is important to look at the different criteria that can be applied by foreign owners as opposed to Canadian owners in the disposition of assets. Indeed, when those assets are disposed of by a foreign owner, where does the return to the owner go?

Let me give you an example. Honourable senators may recall that, in 1974 Atlantic Richfield decided that it no longer wanted to participate in the Syncrude investment. In fact, it wanted to walk away from that project. It had 30 per cent ownership in a \$2.4 billion project. I do not think it an exaggeration to say that that caused quite a stir in Canada and resulted in Premier Lougheed inviting ten governments to participate in the rescue of the Syncrude project. Only two governments came to the rescue: the federal government and the Government of Ontario. That was at a time when the Canadian private sector had indicated that it could not and did not wish to make an investment in Syncrude. We all know that the Syncrude project did continue and is now a success story, but the criteria for disposition of those assets that Atlantic Richfield made were made based upon its view of where Canada was going and what it needed in terms of its own internal cash needs; they were not made in terms of Canada's needs. I think it is desirable for Canada to have greater control over its assets in the petroleum industry.

There are and have been a number of statements made before this committee with respect to Canadianization. I hear most of the witnesses who have appeared before this committee saying that they are in favour of Canadianization. On the other hand, it also hear them saying that they do not want to continue on with the grant route; they want to go to a tax base system. Frankly, I find the two incompatible. There is no way that I know of that you can increase the Canadianization of the petroleum industry without going the grant route. The two objectives, as stated by some of the witnesses, seem to me to be incompatible.

With respect to the control aspect, I think it is possible to control foreign-owned companies without ownership. I don't think that is where the issue lies. I think it has to do with the disposition of assets and the different criteria that would apply.

**Senator Kelly:** I might mention, Mr. Chairman, that Mr. Rowan and I have been very close friends for a number of years and he usually anticipates my next question and answers it before I ask it. I forgive him once more for that.

I am sure you will remember a few years ago when the federal power commission introduced many difficult regulations

## [Traduction]

haitable d'investir dans une société étrangère pour promouvoir davantage l'investissement canadien? Un certain nombre de sociétés étrangères ont été achetées et les opinions diffèrent quant à savoir si cela a été ou non une bonne décision.

Quant au changement des règles du jeu, je pense qu'il y a deux domaines qui doivent être examinés. Le premier représente les avantages économiques qui découlent de la propriété. Le second consiste à savoir si les Canadiens ont ou non besoin de mieux régir leur propre destin. Dans le domaine de la propriété, je pense qu'il est important d'examiner les différents critères qui peuvent être appliqués par les propriétaires étrangers par opposition aux propriétaires canadiens dans la façon de disposer des actifs. Et même si un propriétaire étranger dispose de ces actifs, qu'advient-il des profits du nouveau propriétaire?

Permettez-moi de vous donner un exemple. Les honorables sénateurs se souviendront peut-être qu'en 1974, Atlantic Richfield a décidé qu'il ne voulait plus participer au projet de Syncrude. En fait, il voulait se retirer de ce projet. Il détenait 30 p. 100 des parts d'un projet de 2,4 milliards de dollars. Je ne pense pas qu'il soit exagéré de dire que cette décision a causé beaucoup d'émoi au Canada et a entraîné le premier ministre Lougheed à inviter les 10 gouvernements à participer au sauvetage du projet Syncrude. Deux gouvernements seulement se sont portés à la rescousse: le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Ontario. C'était à cette époque que le secteur privé canadien avait indiqué qu'il ne pouvait ni ne désirait faire un investissement dans Syncrude. Nous savons tous que le projet Syncrude a continué et qu'il est maintenant florissant, mais les critères de la répartition de ses actifs qu'Atlantic Richfield avait choisis étaient fondés sur son opinion de ce que devaient être l'orientation du Canada et ses besoins de réserves internes; il ne s'est pas fondé sur les besoins réels du Canada. Je pense qu'il faudra que le Canada exerce un plus grand contrôle sur les actifs qu'il détient dans l'industrie du pétrole.

Un grand nombre de déclarations ont été faites devant ce Comité au sujet de la canadianisation. Il me semble que presque tous les témoins se sont dits en faveur de la canadianisation. D'autre part, ils disent qu'ils ne veulent pas continuer sur la voie des subventions; ils veulent instaurer un système d'encouragement fiscal. Franchement, je trouve que les deux sont incompatibles. Il n'y a, à mon sens, aucune façon d'accroître la canadianisation de l'industrie pétrolière sans passer par la voie des subventions. Les deux objectifs, comme l'ont affirmé certains témoins, me semblent à moi aussi incompatibles.

En ce qui concerne l'aspect du contrôle, je pense qu'il est possible de contrôler des sociétés étrangères sans les posséder. Je ne pense pas que ce soit la question. Le problème concerne la disposition de l'actif et les différents critères applicables.

**Le sénateur Kelly:** J'aimerais mentionner, Monsieur le président, que M. Rowan et moi sommes de très bons amis depuis un certain nombre d'années et qu'il prévoit habituellement ma prochaine question et y répond avant que je la pose. Encore une fois, je lui pardonne.

Je suis sûr que vous vous rappellerez qu'il y a quelques années, la Commission fédérale de l'énergie a introduit des

[Text]

and a lot of the major players migrated away to the Middle East, to the North Sea, and so on, and abandoned exploration for quite some time in the United States. Are you saying that by getting a handle on any of the players that are initially foreign owned they can be kept in the play here? I believe that is one of the reasons you cite for a Canadian-controlled portion.

**Mr. Rowan:** No, I would not go that far. I think the difference lies in, as I have said, the criteria that they would use to dispose of the assets in the first place and then what they would do with the returns they get from that disposition in investing in Canada in other areas. I do not think it is in our interest to force people to invest in the petroleum industry. The rules have to be structured in such a way that there is an incentive to invest. Money is in competition from one sector to another, and the ground rules must be such that it is desirable for private sector investors to want to invest in the petroleum industry. However, if someone decides he wants to leave and he is a Canadian, the chances are that he would more likely want to invest in Canada rather than take those resources and invest elsewhere.

**Senator Kelly:** You said in your brief that you do not agree with the 25 per cent position. Are you talking about the back-in or the ongoing situation?

**Mr. Rowan:** I am talking about the crown share.

**Senator Kelly:** That is one method of increasing Canadian ownership.

**Mr. Rowan:** Yes, it is.

**Senator Kelly:** But you do not agree with that.

**Mr. Rowan:** I think it is unfair in its application.

**Senator Kelly:** Even for the future?

**Mr. Rowan:** Even for the future. It is seen to be unfair. Those people have made an investment, and now you are coming in—

**Senator Kelly:** I think you are talking about the back-in.

**Mr. Rowan:** Yes.

**Senator Kelly:** I certainly agree with that. I think, symbolically, in every direction it appears to be bad. However, starting now and looking to the future, do you agree with the rule that a 25 per cent interest will be held by the Government of Canada?

**Mr. Rowan:** If people know what the rules are and are able to factor those into their economics and they still make the investment, then they are fully aware of the consequences and that is their decision.

**Senator Kelly:** So you are not necessarily opposed to that?

**Mr. Rowan:** Not necessarily. It is just another form of taxation that they will factor into their equation.

[Traduction]

règlements difficiles et bon nombre des principaux acteurs ont immigré au Moyen-Orient, dans la Mer du Nord, etc., et ont abandonné la prospection pendant assez longtemps aux États-Unis. Voulez-vous dire qu'en trouvant un moyen de traiter avec l'un quelconque des acteurs qui représentent des garanties d'appartenance étrangère, on peut s'assurer qu'ils continuent de jouer la partie ici? Je crois que c'est l'une des raisons pour lesquelles vous préconisez que nous contrôlions une partie de ces sociétés.

**M. Rowan:** Je n'irais pas aussi loin. Comme je l'ai dit, je pense que les différences résident dans les critères qu'ils utiliseraient pour la disposition de l'actif et dans les divers investissements qu'ils pourraient faire au Canada grâce au produit de cette disposition. Je ne pense pas qu'il soit dans notre intérêt d'obliger les gens à investir dans l'industrie du pétrole. Les règles doivent être structurées de manière telle qu'on fournisse une incitation à investir. Les divers secteurs se concurrencent l'argent disponible et les règles de base doivent être telles que le secteur privé juge souhaitable d'investir dans l'industrie du pétrole. Cependant, si quelqu'un décide de partir et que ce soit un Canadien, il désirera probablement investir au Canada plutôt que de prendre ses ressources et de les investir ailleurs.

**Le sénateur Kelly:** Vous dites dans votre mémoire que vous n'êtes pas d'accord avec les 25 p. 100 proposés. Parlez-vous de la part réservée à la Couronne ou de la situation en cours?

**M. Rowan:** Je parle de la part réservée à la Couronne.

**Le sénateur Kelly:** C'est un moyen d'augmenter le taux de participation canadienne.

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Mais vous n'êtes pas d'accord avec ce chiffre.

**M. Rowan:** Je pense que l'application en est injuste.

**Le sénateur Kelly:** Même pour ce qui est de l'avenir?

**M. Rowan:** Oui. C'est jugé injuste. Ces personnes ont fait un investissement et vous arrivez et...

**Le sénateur Kelly:** Vous parlez bien de la part réservée à la Couronne.

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Je suis certainement d'accord avec cela. Je pense que symboliquement, ça semble mauvais à tous les égards. Mais pour ce qui est de l'avenir, seriez-vous d'accord avec la règle voulant qu'une participation de 25 p. 100 soit détenue par le gouvernement du Canada?

**M. Rowan:** Dans la mesure où les gens connaissent les règles et peuvent en tenir compte dans leurs analyses économiques et investissent effectivement, ils sont alors pleinement conscients des conséquences possibles et c'est leur décision.

**Le sénateur Kelly:** Vous n'êtes donc pas nécessairement opposé à cela?

**M. Rowan:** Pas nécessairement. Ce n'est qu'une autre forme de taxation dont ils tiendront compte dans leurs équations.



[Text]

**The Chairman:** You said that it is seen as being unfair. What is your opinion?

**Mr. Rowan:** If I may, Mr. Chairman, I would like to distinguish between the application of this crown share as it relates to the future and this crown share as it is related to past ownership. I have difficulty with taxation after the fact. In that sense, when somebody has made an investment and someone comes along and says, "Oh, by the way, I am going to reserve 25 per cent of that for my use," I have difficulty. That is not to say governments do not tax individuals at higher rates than expected, but it does have an adverse impact. There is an argument for not having that applied retroactively.

**Senator Kelly:** To turn to another subject, you cite self-sufficiency as an objective you endorse.

**Mr. Rowan:** Yes.

**Senator Kelly:** I would like to discuss what self-sufficiency really means. For example, we had witnesses recently refer to the fact that currently Canada imports 3 per cent or 4 per cent of its oil from the Middle East and, therefore, we should not worry about Iraq and Iran blowing each other up. I do not share that view. I think it misses some very basic issues.

In that we are part of IEA, we cannot assume that, if we cannot have delivery of the 3 per cent which currently comes from the Middle East, we will go merrily along with 90 per cent of what is left because we are part of a pooling arrangement now and that therefore Canada has to look at its position in a global context. We can no longer say that, if we find enough for our foreseeable needs, that is the end of the game and we do not have to worry again. Does that change your views about the rate at which we should proceed to discover everything that is discoverable and gets some handle on what it is going to cost to produce and when it will be logical to produce, and so on?

**Mr. Rowan:** I have some difficulty with the view that Canada is self-sufficient now because that tends to add into the supply side an amount of heavy oil that we cannot use. We can sell it readily in the United States, and it is a growing market there, but until we get upgrading facilities in Canada we will not be able to use the increasing production of heavy oil that is coming on stream. There is a superficiality about the statement one hears that we have achieved self-sufficiency. If we had to depend on our own oil resources entirely, there is a considerable quantity of oil that we could not utilize.

I agree with you that the Middle East's supply to Canada is really quite small. I also agree with you that Canada must consider itself within a global context. It does have IEA obligations. I suppose it could be argued that because we have those IEA obligations, that self-sufficiency for Canada is really a meaningless goal because we have an obligation to share some of our oil with other countries under the IEA agreement. That is correct; we will have to share, but in my view that does not

[Traduction]

**Le président:** Vous avez dit que c'était considéré comme étant injuste. Quelle est votre opinion?

**M. Rowan:** Si vous le permettez, Monsieur le président, j'aimerais établir une distinction entre l'application de la part de la Couronne dans l'avenir et son application à des sociétés dont le contrôle a été pris dans le passé. C'est la taxation rétroactive qui me fait problème. En ce sens, quand quelqu'un a fait un investissement et qu'une autre personne intervient et décide de se réserver 25 p. 100 des actions, cela me pose problème. Ce qui ne veut pas dire que les gouvernements ne taxent pas les particuliers à des taux supérieurs à ceux prévus, mais cela a des répercussions négatives. Je soutiens que l'imposition ne doit pas être rétroactive.

**Le sénateur Kelly:** Pour passer à une autre question, vous parlez d'autosuffisance comme d'un objectif que vous appuyez.

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** J'aimerais discuter de la signification véritable de l'autosuffisance. Par exemple, des témoins ont récemment fait allusion au fait qu'actuellement, le Canada importe 3 ou 4 p. 100 de son pétrole du Moyen-Orient et que nous ne devrions donc pas nous inquiéter de ce que l'Iran et l'Irak se fassent mutuellement sauter. Je ne partage pas cette opinion. Je pense qu'elle ne tient pas compte de certaines questions fondamentales.

Dans la mesure où nous faisons partie de l'AIE, nous ne pouvons présumer que si nous ne pouvons obtenir livraison de 3 p. 100 qui nous viennent actuellement du Moyen-Orient, nous devons nous contenter des 90 p. 100 de ce qui reste, car nous sommes partie à un accord de mise en commun et le Canada doit considérer sa position dans un contexte global. Nous ne pouvons plus affirmer que, dans la mesure où nous en trouvons assez pour nos besoins prévisibles, la question s'arrête là et nous n'avons plus à nous faire d'inquiétude. Cela modifie-t-il votre opinion quant à savoir à quelle cadence nous devrions entreprendre de découvrir tout ce qu'il y a à découvrir, comment déterminer ce que coûtera la production et quand il serait logique de commencer la production, etc.?

**M. Rowan:** J'ai de la difficulté à reconnaître que le Canada soit actuellement autosuffisant, car cela tend à ajouter du côté de l'approvisionnement une quantité de pétrole lourd que nous ne pouvons utiliser. Nous pouvons facilement le vendre aux États-Unis, qui représente un marché croissant, mais jusqu'à ce que nous améliorions les installations au Canada, nous ne pourrions utiliser la production accrue de pétrole lourd. Il y a un côté superficiel à dire que nous avons atteint l'autosuffisance. Si nous devrions dépendre entièrement de nos ressources pétrolières, il y a beaucoup de pétrole que nous ne pourrions utiliser.

Je reconnais avec vous que nos approvisionnements du Moyen-Orient sont très faibles. Je reconnais aussi que le Canada doit se considérer dans un contexte global. Il a des obligations envers l'AIE. Je suppose qu'on pourrait affirmer qu'à cause de ces obligations, l'autosuffisance canadienne est un objectif qui n'a pas de sens, car nous sommes tenus de partager une partie de notre pétrole avec d'autres pays aux termes de l'entente conclue avec l'AIE. Nous devons partager, mais cela ne supprime pas, à mon avis, la nécessité de faire tout ce



[Text]

obviate the necessity for us to do everything that we can to find additional Canadian resources.

I do not think that we should operate under the principle of the free-ride, that someone else will look after our oil needs, that if we do not have enough, someone will share their supply with us. We have not only an obligation to ourselves to try to develop our resources as quickly as possible, but we have an obligation to the community of nations, if you will, to increase the supply. I think it would be wrong to assume that we can become self-sufficient without depending upon supplies from the frontier.

Conventional oil is declining. While this past year we produced more than we used in the way of conventional oil, I have not heard anyone say that the resource base in western Canada has increased. What they have said is that we have found more oil, and we are bringing it on stream faster than we had otherwise forecast. However, the resource base, the total amount of oil that is available to be found, is diminishing. So we have to look elsewhere for our oil supply, and I suggest that the frontiers are very important sources. There are others, such as oil sands and heavy oil. As I have indicated, however, heavy oil is very much dependent upon the capacity to upgrade that oil, and Canada does not now have that capacity, and so far as I know, there is no one suggesting that an upgrader at this present time is or would be economic. Therefore, we must look for oil supplies which we can refine, and I suggest that these will come from the frontier.

**Senator Balfour:** Excuse me, Mr. Chairman. I would like to ask a question for clarification. The IEA operations pool applies only to offshore oil, as I understand it. It does not apply to our domestic supply of oil. Is that correct?

**Mr. Rowan:** My understanding is that the IEA triggers when there is a shortfall of 7 per cent—I think that is the number—and at that time all countries are to pool their supplies.

**Senator Balfour:** Including their domestic supplies?

**Mr. Rowan:** There is an obligation to pool some of their domestic supplies.

**Senator Balfour:** I did not understand that to be so.

**Senator Kelly:** Moving from the point where you mentioned, with respect to self-sufficiency, the importance of discovery and development of whatever is there as quickly as possible, yesterday it was discussed with us the suggestion of returning to an environment where market forces really dominate the direction in which exploration, development, production and delivery goes. In other words, the market defines the immediate objectives, particularly. My question to you is: Do you believe that if the market was a major factor in the business decisions that are made by the organizations involved in exploration and development, we would move as quickly towards self-sufficiency as we might if there was substantial government decision making in the process of setting targets

[Traduction]

que nous pouvons pour trouver des ressources canadiennes supplémentaires.

Je ne pense pas que nous devrions suivre le principe selon lequel quelqu'un s'occupera de nos besoins pétroliers et si nous n'avons pas assez de pétrole, quelqu'un partagera le sien avec nous. Essayer d'exploiter nos ressources le plus rapidement possible représente non seulement une obligation envers nous mais aussi une obligation envers la communauté des nations, si vous voulez. Je pense qu'il serait erroné de présumer que nous pouvons devenir autosuffisant sans dépendre d'approvisionnements des régions éloignées.

La quantité de pétrole classique diminue et bien que nous en ayons produit plus qu'à l'habitude l'année dernière, je n'ai entendu personne dire que cette ressource augmentait dans l'Ouest canadien. Nous avons simplement trouvé plus de pétrole et nous en faisons la production plus vite que nous l'avions prévu. La quantité de pétrole qui reste à découvrir diminue; nous devons donc chercher à nous approvisionner ailleurs et je pense que les régions pionnières représentent des sources très importantes. Il y en a d'autres comme les sables bitumineux et le pétrole lourd. Comme je l'ai dit, cependant, il faut pouvoir améliorer le pétrole lourd. Le Canada n'a pas les installations nécessaires pour ce faire, et autant que je sache, personne n'affirme qu'une telle installation est ou serait économique. Nous devons donc chercher du pétrole que nous pouvons raffiner et je soutiens qu'il proviendra des régions pionnières.

**Le sénateur Balfour:** Excusez-moi, monsieur le président. J'aimerais demander des éclaircissements sur une question. La mise en commun de l'AIE ne s'applique qu'au pétrole offshore, si je ne m'abuse. Elle ne s'applique pas à notre approvisionnement intérieur, n'est-ce pas?

**M. Rowan:** Je crois comprendre que l'AIE intervient quand il y a une pénurie de 7 p. 100—je pense que tel est le chiffre—et tous les pays doivent alors mettre en commun leur approvisionnements.

**Le sénateur Balfour:** Cela comprend-il leurs approvisionnements intérieurs?

**M. Rowan:** Ils sont tenus de partager une partie de leurs approvisionnements intérieurs.

**Le sénateur Balfour:** Ce n'est pas ce que j'avais cru comprendre.

**Le sénateur Kelly:** Pour ce qui est de l'autosuffisance et de l'importance de découvrir et d'exploiter le plus rapidement possible les ressources que nous trouvons, on nous a dit hier qu'il faudrait revenir à la situation où les forces du marché déterminent l'orientation de l'exploration, de la mise en valeur, de la production et de la livraison. Autrement dit, le marché définit tout particulièrement les objectifs immédiats. Croyez-vous que si le marché était un facteur important dans les décisions commerciales prises par les organisations d'exploration et de mise en valeur, nous atteindrions aussi rapidement l'autosuffisance que si le gouvernement participait sensiblement à l'établissement des cibles et en faciliterait l'atteinte par des subventions et des incitations de diverses sortes?

[Text]

and facilitating them through grants and incentives of various sorts?

**Mr. Rowan:** Senator, do I interpret your question to mean that if Canada went to world price and deregulated—

**Senator Kelly:** Yes.

**Mr. Rowan:** ... would that facilitate or speed up the achievement of self-sufficiency?

**Senator Kelly:** Yes.

**Mr. Rowan:** I do not think the case has been made that it would speed up the process. It may have some impact on demand. There may be still some reduction in overall demand because of a price increase, and there likely would be a price increase. I think the CPA suggested one cent a litre would be the likely effect, assuming that the Canadian ownership charge was discontinued.

If you look at where the incremental dollars would go from the increasing price of the conventional old oil, my understanding is that 53 per cent would go to Alberta, approximately 39 per cent would go to the federal government and 8 per cent would go to the industry. When you look at who in the industry would get that money, and if I could be allowed to generalize a little, most of it would go to the foreign-owned companies. You can ask what would they do with it, assuming that there are no additional incentives given by Alberta or the federal government in terms of backing off royalties or taxes? What would the industry or the foreign-owned companies do with that additional revenue? You could ask: Would they put in the frontier? I do not know. Would they put it in heavy oil? Possibly they would. Is it quite possible that they might do that because there is a ready market for that oil. Would it add anything to Canadian supply? As I have just mentioned, we in Canada do not have the upgrading capacity to use it, so it is doubtful that it would add anything to Canadian supply. Would they build another tar sands plant? They might do that; that might be a route for them to go. Would they increase their activity in the conventional area of western Canada? I would think that that would be doubtful, but if they did, one of the first impacts of that, I suggest, would be that land prices would increase. There would be more money chasing the same number of prospects, and that would cause land prices to increase. Therefore, the benefits of the increase to the industry would not accrue to Canadian companies. In fact, you might find that the Canadian companies, the junior oil and gas companies, could be hurt by the fact that they are competing at higher prices for a limited number of land prospects.

**Senator Kelly:** That brings me round to the statement you made earlier, before I asked the question. I sense that you favour a grant régime with grants such as the PIP grants directing the attention of the players to where you want them to do their work. On a grant process, you might move from Canada lands to enhanced recovery; you might move to tar sands. I presume that is the route you are on?

**Mr. Rowan:** Clearly, a grant program allows one to be specific and directive, but I think the main purpose of the grant program, as set out by the National Energy Program, has to do

[Traduction]

**M. Rowan:** Sénateur, voulez-vous dire: si le Canada adoptait les prix mondiaux et la déréglementation?

**Le sénateur Kelly:** Oui.

**M. Rowan:** Si cela faciliterait ou accélérerait l'atteinte de l'autosuffisance?

**Le sénateur Kelly:** Oui.

**M. Rowan:** Je ne pense pas qu'on soutienne que cela accélérerait le processus. Cela pourrait avoir une incidence sur la demande; il pourrait y avoir une réduction de la demande globale à cause d'une augmentation des prix, et il y aurait probablement une augmentation des prix. En présumant que le droit de propriété canadienne soit supprimé, l'APC affirme qu'il en résulterait une augmentation probable d'un cent le litre.

S'il y avait une augmentation du prix du pétrole classique, je crois comprendre que 53 p. 100 des recettes iraient à l'Alberta, environ 39 p. 100 au gouvernement fédéral et 8 p. 100 à l'industrie. Et si je puis généraliser quelque peu, la majeure partie des 8 p. 100 de l'industrie iraient à des sociétés d'appartenance étrangère. Qu'en feraient-elles, en présumant que l'Alberta ou le gouvernement fédéral n'offrent aucune incitation supplémentaire en ce qui concerne les redevances ou les impôts? Que feraient-elles de ces recettes supplémentaires? Vous pourriez demander: Investiraient-elles l'argent dans les régions pionnières? Je ne sais pas. L'investiraient-elles dans le pétrole lourd? Peut-être. En fait, il est bien possible que ce soit ce qu'elles feraient, car il existe déjà un marché pour ce pétrole. Cela ajouterait-il quoi que ce soit aux approvisionnements canadiens? Comme je viens de le mentionner, nous n'avons pas, au Canada, les installations de mise en valeur nécessaires pour utiliser ce pétrole; donc, on peut douter que cela ajouterait quoi que ce soit aux approvisionnements canadiens. Construiroient-elles une autre usine de sables bitumineux? C'est possible. C'est une voie qu'elles pourraient suivre. Augmenteraient-elles leurs activités relatives au pétrole classique dans l'Ouest du Canada? J'en doute, car si elles le faisaient, il se produirait une augmentation du prix des terres, premièrement. Il y aurait plus d'argent pour le même nombre de projets, et cela causerait une augmentation des prix des terres. Les avantages de cette augmentation n'iraient donc pas aux sociétés canadiennes. En fait, les sociétés canadiennes, les jeunes sociétés de pétrole et de gaz, pourraient en être durement frappées, car leurs prix sont plus élevés relativement à un nombre limité de projets.

**Le sénateur Kelly:** Cela me ramène à la déclaration que vous avez faite avant que je pose la question. J'ai l'impression que vous favorisez un régime de subventions comme celles offertes dans le cadre du PEP, de manière à orienter les acteurs dans les régions où vous voulez les voir œuvrer. Ainsi, on pourrait s'écarter des terres du Canada et assurer une récupération améliorée. On pourrait passer aux sables bitumineux. Je présume que tel est le cheminement de votre pensée.

**M. Rowan:** Certes, un programme de subventions permet de donner des directives et d'être précis, mais je pense que son principal objet, tel qu'il est déterminé par le programme éner-



[Text]

with Canadianization. However, it does allow you to discriminate, if I may use that word, between different types of companies. Also, as you have suggested, it allows you to discriminate in terms of the particular areas that you want to have activity directed towards.

**Senator Kelly:** Certainly. Surely the PIP program is not simply aimed at the Canadianization objective. It is clearly aimed at directing where you want it to take place.

**Mr. Rowan:** In looking at the National Energy Program—the three objectives, Canadianization being one of them—I suggest that you cannot have Canadianization without some form of grant program.

**Senator Kelly:** That is the reason why you have a different grant process for offshore oil companies.

**Mr. Rowan:** Yes.

**Senator Kirby:** I would like to switch the direction of questioning to talk about the comments you made essentially on federal-provincial relations and the nature of the country as you see it. At the outset, may I say that I believe that in many respects this is one of the most intriguing briefs we have had, basically because you have raised what are extremely difficult issues about the nature of the country, with which I wholeheartedly agree. You say near the end of your brief that this committee must come to grips with that.

I might begin by asking whether or not you agree with the two objectives of the federal energy policy, the role of the federal government, as you have set them out at the top of page 11 of your brief. Essentially you say, without indicating that you agree with this, that the federal government operates from two basic premises, one of which is that it has the responsibility for setting certain standards for the nation as a whole, and, secondly, to distribute or reallocate wealth from one region to another. Do you agree that they are, in fact, reasonable objectives or premises for the federal government to operate under?

**Mr. Cohen:** I do not disagree with them.

**Senator Kirby:** That is a sort of hedge statement.

**Mr. Rowan:** It was meant to be a hedge statement, because there are other principles that are around that are perhaps in conflict with the two you have mentioned. Resource ownership is one. I think also there is a great deal of misunderstanding, a lack of understanding, surrounding the whole issue of equalization and the principles under which that operates. I am not sure whether you had an opportunity to read a paper prepared by Professor Tom Courchene on equalization. I think he prepared it last October. He traces the rationale for equalization coming out of the Rowell-Sirois Commission, and there you have two rationales, one of nationhood, which he calls political rationale, and the other a constitutional—which he calls a federal rationale. The implications of those two rationales are that under the nationhood approach you would probably go to a conditional grant system where the federal government would take from individuals in one part of the country and distribute the money to provinces under a conditional grant system.

**Senator Kirby:** How about medicare?

[Traduction]

gétique national, est la canadianisation. Cependant, il permet de faire des distinctions, si je puis utiliser ce terme, entre différents types de sociétés commerciales. Comme vous l'avez affirmé, il permet de faire des distinctions entre les diverses régions que l'on veut voir exploitées.

**Le sénateur Kelly:** Certainement. Le PEP ne vise pas simplement l'objectif de la canadianisation. Il vise à orienter l'exploitation vers les endroits désirés.

**M. Rowan:** Par rapport au Programme énergétique national—dont la canadianisation est l'une des trois objectifs—je soutiens qu'il ne peut y avoir de canadianisation sans une forme de programme de subventions.

**Le sénateur Kelly:** C'est pourquoi l'on a un programme de subventions différent pour ce qui est des sociétés pétrolières offshore.

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Kirby:** J'aimerais maintenant que nous parlions des observations que vous avez faites sur les relations fédérales-provinciales et la nature du pays. J'aimerais d'abord dire que je crois qu'à bien des égards, votre mémoire est l'un des plus intrigants que nous ayons eus, car vous soulevez des questions très difficiles quant à la nature du pays, ce que je reconnais entièrement. Vous dites vers la fin de votre mémoire que ce comité doit en tenir bien compte.

J'aimerais d'abord savoir si vous êtes, ou non, d'accord avec les deux objectifs de la politique énergétique du gouvernement fédéral et avec le rôle de ce dernier, tels que vous les décrivez en haut de la page 11 de votre mémoire. Pour l'essentiel, vous dites, sans laisser entendre que vous êtes d'accord avec cela, que le gouvernement fédéral fonctionne à partir de deux prémisses de base: il lui incombe, premièrement de définir certains critères pour la nation dans son ensemble et, deuxièmement, de distribuer ou de réaffecter la richesse d'une région à une autre. Êtes-vous d'accord pour dire que ce sont là des objectifs ou prémisses raisonnables?

**M. Cohen:** Je ne les conteste pas.

**Le sénateur Kirby:** C'est plutôt mitigé comme déclaration.

**M. Rowan:** Je le voulais ainsi, car il y a d'autres principes qui ne cadrent peut-être pas avec les deux que vous avez mentionnés. La propriété des ressources en est un. Je pense aussi que beaucoup d'incompréhension entoure la question de la péréquation et les principes qui la sous-tendent. Je ne suis pas sûr que vous ayez eu l'occasion de lire un document rédigé par M. Tom Courchene au sujet de la péréquation. Je pense qu'il l'a rédigé en octobre dernier. Il y établit les raisons d'être de la péréquation, telle qu'elle est issue de la Commission Rowell-Sirois. Il y détermine le motif de la nationalité, qu'il appelle la raison politique, et le motif constitutionnel, qu'il appelle la raison fédérale. Aux termes de l'approche de la nationalité, il y aurait probablement un régime de subventions conditionnelles dans le cadre duquel le gouvernement fédéral prendrait de l'argent aux particuliers d'une partie du pays et le distribuerait à certaines provinces.

**Le sénateur Kirby:** Comme pour l'assurance-santé?



[Text]

**Mr. Rowan:** Under medicare, yes, and perhaps even education.

**Senator Kirby:** Medicare certainly is a classic case.

**Mr. Rowan:** That's right. Under the constitutional approach, that implication is more of an unconditional grant approach where you say "You have certain responsibilities, you need the resources, you take the money". What Professor Courchene is saying is that we have moved away from the Rowell-Sirois principles to the rationale that is based upon economic efficiency and fiscal equity; and the economic efficiency of the approach really is saying that in the presence of economic rent coming out of resources you have a real problem, because what you may have is mobility of people from one part of the country to another, and where that mobility is based upon the desire of a person to acquire ownership in those rents in another part of the country, then that is bad, because that could result in a misallocation of resources. He is also saying that the new Constitution was based upon this economic or efficiency principle, although it is interesting, according to him, that when it came down to actually structuring the equalization formula under the 1982 equalization formula, with which everyone agreed, they went back to some of the principles of Rowell-Sirois.

The reason I mention all of this is that you have the view within Canada that it is right and proper to share the wealth—and most people agree with that principle. However, there is also a view in some regions that when the Constitution says that you own the resources, then ownership means something very specific; it means that you have all of the rights of ownership and that you should not have this new wealth that is created taken away from you. So there was frustration on the part of the producing provinces when the National Energy Program came along and said, as it did, that ownership was not the issue, that it was needs and responsibility, and that is how the new rules would be structured. When you have these different understandings, different premises, it is very difficult to get agreement—I clearly acknowledge that—but I think that the way in which you try to arrive at a consensus is terribly important. In looking back over that period—and I lived through that period in my former capacity—I find that the approach that was used to arrive at a consensus was imperfect, to say the least. There was really very little attempt to bridge the differences.

I would say that the problem with the NEP, to a large part, is an attitudinal problem. It still exists. In large part, I would suggest that the NEP is now more of a symbol than anything else. It is a symbol, so far as the industry is concerned, of their hard times in the past two years. But if you examine that, I would suggest that it is a wrong conclusion on their part. Let me give you a few examples. In terms of natural gas demand, the downturn in the natural gas demand in the United States had nothing to do with the NEP. The NEP did not affect U.S. demand. Other factors affected that. So the industry, concerned about its prospects, inappropriately criticized the NEP

[Traduction]

**M. Rowan:** Oui, et peut-être même pour ce qui est de l'enseignement.

**Le sénateur Kirby:** L'assurance-santé est, certes, un cas classique.

**M. Rowan:** C'est exact. Aux termes de l'approche constitutionnelle, il s'agirait de subventions inconditionnelles. On dirait aux intéressés: «Vous avez certaines responsabilités, vous avez besoin des ressources, alors voilà l'argent». M. Courchène affirme que nous nous sommes écartés des principes Rowell-Sirois, par souci d'efficacité économique et d'équité fiscale. A cause de ce souci d'efficacité économique, en présence de loyers issus des ressources, on considère que si les gens se déplacent d'une partie du pays vers une autre dans le désir d'acquérir la propriété de ces loyers, alors c'est mauvais, car cela entraîne une mauvaise répartition des ressources. Il soutient aussi que la nouvelle constitution est basée sur le principe de l'efficacité économique bien que, selon lui, il soit intéressant de constater qu'au moment de structurer le formule de péréquation de 1982, avec laquelle tout le monde était d'accord, on est revenu à certains des principes Rowell-Sirois.

La raison pour laquelle j'ai mentionné tout cela, c'est qu'il existe au Canada un point de vue selon lequel il est juste et approprié de partager la richesse—la majorité des gens sont d'accord avec ce principe. Cependant, il y a aussi dans certaines régions un point de vue selon lequel la constitution stipulant que vous possédez les ressources, la propriété veut alors dire quelque chose de très précis, c'est-à-dire que vous avez tous les droits qu'elle confère il n'y a donc pas lieu qu'on vous retire une partie de toute nouvelle richesse. Il y a donc eu de la frustration chez les provinces productrices quand on a lancé le programme énergétique national qu'on leur a dit que la propriété n'était pas la véritable question en cause et qu'il s'agissait plutôt de besoins et de responsabilités, en fonction desquels les nouvelles règles étaient structurées. Lorsqu'on a différentes compréhensions d'une chose, différentes prémisses, il est très difficile d'en arriver à un accord—je le reconnais parfaitement—mais je pense que la façon dont on essaie de réaliser un consensus est terriblement importante. Si l'on examine cette période—et je l'ai vécue au poste que j'occupais précédemment—je trouve que la méthode d'approche qui a été utilisée pour réaliser un consensus était imparfaite, à tout le moins. On essayait vraiment très peu de rapprocher les parties.

Je dirais que le problème que pose le PEN, dans une grande mesure, est un problème d'attitude. Il existe toujours. Actuellement, je crois que le PEN est en grande partie plus symbolique qu'autre chose. Pour l'industrie il est le symbole, de son dur labeur des deux dernières années. Mais si on s'y arrête, on pourrait dire que c'est une fausse conclusion de sa part. Permettez-moi de vous donner quelques exemples. Pour ce qui est de la demande de gaz naturel, le repli de la demande de gaz naturel aux États-Unis n'était nullement lié au PEN. Le PEN n'a pas touché la demande américaine. D'autres facteurs l'ont influencée. De même l'industrie, préoccupée par ses perspecti-

[Text]

on that ground. On the contrary, you could say that the NEP helped the western Canadian industry, because it provided incentives for the use of natural gas. The whole off-oil program in the NEP was a boost to the natural gas industry.

I think the NEP has been a benefit to all companies located in western Canada. It has been suggested to you, I believe by the Deputy Minister of Energy, that 1983 was a record year for drilling, a record year for production, and the prices for new oil in western Canada are very attractive. All of those things come directly or indirectly out of the NEP. But still the NEP is a symbol of something that the industry—many in the industry, not all—feel is inappropriate.

From a producing province's point of view, from Alberta's point of view, it is a different symbol. It is a symbol of resource expectations not met, of resource ownership expectations not met; it is a symbol of a different view of Canada and the sharing of decision-making responsibilities. I think that they view Canada in very different terms. In western Canada, they would like to see a greater sharing of the decision-making responsibility. They find it difficult to accept a National Energy Program which has taken away what they consider to be important decision-making responsibilities. In fact, you can look right through the National Energy Program at what I consider to be the real issue; that is, what kind of country do we want, how should we share power in this country.

**Senator Kirby:** May I ask you a question based on two or three things you have stated? You essentially stated that the two objectives you set out on page II as being federal objectives from time to time wind up being in conflict with other ones, such as resource ownership.

**Mr. Rowan:** Yes.

**Senator Kirby:** You also suggested that, ideally, one should try to build a consensus on those kinds of difficult issues prior to decisions being made. First of all, how do you deal with the problem of objectives which are in conflict? It seems to me all truly important public policy issues are in conflict. At some time, someone has to prioritize them.

Secondly, do you believe that it is in fact possible to achieve a consensus on every issue? I would suggest that the experience we have gained over the past 20 years suggests that that is an extremely arduous task, to put it mildly, although I realize there are some people in the country giving speeches to the effect that one can achieve that on every issue, but we will set that aside.

If in fact it is not possible to build a consensus, then how does the issue get resolved? I suggest to you that fundamentally, not only as far as the National Energy Program is concerned but with a number of other federal-provincial issues, it really comes down to the question of who has the responsibility and how one defines what you call in your paper the "national interest".

[Traduction]

ves, a injustement critiqué le PEN sur cette base. Au contraire, vous pourriez dire que le PEN a aidé l'industrie canadienne de l'Ouest, parce qu'il a fourni des encouragements pour l'utilisation du gaz naturel. Tout le programme de remplacement du pétrole promu par le PEN a été un encouragement de l'industrie du gaz naturel.

Je pense que le PEN a bénéficié à toutes les sociétés situées dans l'Ouest du Canada. Le sous-ministre de l'Énergie vous a déclaré que 1983 avait été une année record pour le forage et pour la production, et que les prix du nouveau pétrole dans l'Ouest canadien étaient très intéressants. Toutes ces choses viennent directement ou indirectement du PEN. Mais encore, le PEN est un symbole d'une chose que l'industrie—un grand nombre d'industries et non pas toutes—jugent inappropriée.

Du point de vue d'une province productrice, comme l'Alberta, le symbole est différent. C'est un symbole d'attentes d'exploitation des ressources non satisfaites, d'attentes de propriété des ressources non satisfaites; c'est un symbole différent de celui du Canada et du partage des responsabilités de prise de décisions. Je pense que cette province considère le Canada sous un angle différent. Dans l'Ouest canadien, on aimerait obtenir une plus grande part de la responsabilité de prise de décisions. On trouve difficile d'accepter le programme énergétique national qui a retiré ce que l'on considère là-bas d'importantes responsabilités de prises de décisions. En fait, vous pouvez voir d'emblée dans le programme énergétique national ce que je considère être la véritable question; c'est-à-dire, quel genre de pays voulons-nous, comment devrions-nous partager le pouvoir au sein du pays?

**Le sénateur Kirby:** Puis-je vous poser une question fondée sur deux ou trois choses que vous avez déclarées? Vous avez dit essentiellement que les deux objectifs que vous aviez énoncés à la page 11 sont des objectifs fédéraux qui se heurtent à l'occasion avec les autres, telle la propriété des ressources.

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Kirby:** Vous avez également dit qu'idéalement on devrait essayer d'en arriver à un consensus sur ce genre de questions difficiles avant de prendre des décisions. Premièrement, comment vous attaquez-vous au problème des objectifs qui sont en conflit? Il me semble que toutes les questions de politique publique véritablement importantes sont source de conflit. Il faudrait à un moment donné établir un ordre de priorité.

Deuxièmement, estimez-vous qu'il est vraiment possible de réaliser un consensus sur chaque question? Je croirais que l'expérience que nous avons acquise au cours des vingt dernières années nous permet de penser qu'il est extrêmement ardu de le faire, de le faire en douceur, même si je constate qu'il y a des gens au pays qui prèchent que c'est possible de le faire pour toutes les questions, mais nous mettrons cela de côté.

Si en fait il n'est pas possible de réaliser un consensus, alors comment la question pourra-t-elle être résolue? Fondamentalement, en ce qui concerne non seulement le programme énergétique national, mais aussi un certain nombre d'autres questions fédérales-provinciales, il s'agit de savoir qui a la responsabilité de ce que vous appelez dans votre document «l'intérêt national», et comment on le définit.



*[Text]*

If you look back over the debates which have taken place over the past 10 years, you will find that there are really three separate schools of thought on that question. One of them would argue that in the absence of an agreement, the national interest should be defined by the national government; the second school of thought is that in the absence of an agreement it is the owners of the resource who make that decision; the third school of thought best articulated over the past few years was that expressed by the former Premier of Saskatchewan, Mr. Blakeney, who argued that on all tough issues it is the so-called double majority which must apply, which is that both sides have to agree; that is to say, on major issues both sides have a veto.

On the basis of your experience in federal-provincial issues in energy, and in other areas, how do you deal with the conflicting objectives issue, and where do you place the ownership objective vis-à-vis the equalization or redistribution of the wealth objective; secondly, how do you deal with that issue? What is the process by which you resolve problems in the absence of being able to reach a consensus, or do you think a consensus can be achieved on everything?

**Mr. Rowan:** Clearly on that last point, no.

**Senator Kirby:** We are certainly in agreement on that. Then that poses the really tough question: How do you deal with that?

**Mr. Rowan:** I suppose I would start with what I consider to be a fundamental issue of attitude in that when people gather around a table and one party does not think the other party is approaching the problem in a manner that is accommodating, the tone of the meeting has been set. The likelihood of a consensus is remote in that case.

I must confess to you that during the late 1970s the representatives of the federal and provincial governments gathered around the table were more often than not suspicious of the outcome.

**Senator Kirby:** Would you say that that applied to both sides or just to one side?

**Mr. Rowan:** I would say there were at least three sides, if I may, senator. I will give you an example of that vis-à-vis who is primarily responsible for the consumer's interest. The federal government in 1978, in my view, decided that it was going to be responsible for the consumer's interest. It did not matter that provinces felt that they had responsibilities in that regard too.

**Senator Kirby:** Which side of that debate was your government on?

**Mr. Rowan:** In 1978 we were trying to find a consensus. We were actively participating at the table, and since 1976 we were the ones who suggested a blended price as a way in which you work slowly over time to a higher price. In fact, that approach was incorporated into the National Energy Program in 1980. What happened, however, was that the federal government decided that it wanted to represent the consumer's interest, and it effectively excluded a number of provinces.

*[Traduction]*

Si l'on considère les débats qui se sont déroulés ces dix dernières années, on constate qu'il y a à cet égard trois écoles de pensée distinctes: La première soutient qu'en l'absence d'entente, l'intérêt national devrait être défini par le gouvernement du pays; la deuxième estime qu'en l'absence d'accord, il appartient au propriétaire de la ressource d'en décider; et enfin, la troisième, particulièrement bien exprimée ces dernières années, notamment par l'ancien premier ministre de la Saskatchewan, M. Blakeney, considère que c'est la soi-disant double majorité qui doit s'appliquer en ce cas, c'est-à-dire que les deux parties doivent s'entendre et ont un droit de veto à l'égard des principales questions.

D'après votre expérience des questions fédérales-provinciales relatives à l'énergie et à d'autres domaines, comment faites-vous face au problème des objectifs contradictoires et comment intégrez-vous l'objectif de la propriété par rapport à la péréquation ou à la répartition de la richesse? Par quel processus réglez-vous les problèmes quand vous ne pouvez parvenir à un consensus, ou pensez-vous que ce consensus peut être atteint à tous les égards?

**M. Rowan:** Sur ce dernier point, certes, non.

**Le sénateur Kirby:** Nous nous entendons là-dessus. Alors, on en arrive à la question de base, à savoir comment faites-vous face à ce problème?

**M. Rowan:** Je suppose que je commencerais par ce que j'estime être une question fondamentale d'attitude, en ce sens que quand on se réunit autour d'une table et que l'une des parties considère que l'autre aborde le problème d'une manière qui ne lui convient pas, le ton de la réunion est donné et la probabilité d'un consensus est éloignée.

Je dois vous avouer qu'à la fin des années 70, les représentants des gouvernements fédéral et provinciaux doutaient; plus souvent qu'autrement de l'issue des réunions qu'ils tenaient.

**Le sénateur Kirby:** Diriez-vous que cela s'appliquait aux deux parties ou à une seule?

**M. Rowan:** Je dirais qu'il y avait au moins trois parties, si vous le permettez, sénateur. Je vous en donnerai un exemple par rapport à la question de savoir qui est fondamentalement chargé de l'intérêt du consommateur. En 1978, le gouvernement fédéral a décidé qu'il allait être responsable de l'intérêt du consommateur. Il ne tenait pas compte de ce que les provinces estimaient qu'elles aussi avaient des responsabilités à cet égard.

**Le sénateur Kirby:** De quel côté se situait votre gouvernement?

**M. Rowan:** En 1978, nous essayions de trouver un consensus. Nous participions activement aux réunions et, en fait, depuis 1976, nous préconisons un prix combiné qui, progressivement, nous permettrait de passer éventuellement à un prix plus élevé. Finalement, cette approche a effectivement été intégrée au programme énergétique national en 1980. Cependant, ce qui s'est produit, c'est que le gouvernement fédéral a décidé qu'il voulait représenter l'intérêt du consommateur et il a exclu



[Text]

That was not helpful. The dialogue stopped and confrontation began.

With respect to the producing provinces, I am not aware that the issue of ownership the reconciliation of the ownership issue—was fully and comprehensively addressed. In fact, it seemed to be pushed into the background. Clearly there was little discussion among the provinces on the principles of the National Energy Program, of which I am aware. That lack of consideration, that lack of feeling that other people count, had a great deal to do with the confrontation and bitterness that subsequently arose when the National Energy Program was announced.

I agree that at some time some one has to make a decision, but if the federal government believes it is going to be the one to make the decision, and indeed has that responsibility and goes into the discussions saying, "I will have to make the decision and here is what I want", there is no perception of openness, of discussion or of accommodation. You are then going to reap the kind of upset that came out of the National Energy Program.

**Senator Kelly:** Mr. Chairman, I would like to extend this point a little bit further in more specific terms. If I remember correctly, the NEP was introduced as part of an overall budget document, was it not?

**Mr. Rowan:** Yes.

**Senator Kelly:** With all of the prior secrecy which surrounds budget making?

**Mr. Rowan:** Yes.

**Senator Kelly:** That goes beyond coming around a table and looking suspiciously at one another—no one comes around the table, the budget comes out and that is it?

**Mr. Rowan:** I agree with your recollection, senator. I would disagree, however, not with your recollection, but with the process. I am not sure that it had to come through the vehicle of a budget document.

**Senator Kirby:** I would like to pursue the point. Your previous answer was essentially that if one of the parties, or both of the parties, enter into negotiation with the principle that ultimately they will have the decision making authority, then that makes compromise difficult. If you also agree that a consensus is not possible on every issue, then in the final analysis who, in your view, makes that decision, if you agree that a decision has to be made?

**Mr. Rowan:** In this country under our Constitution it would have to be the federal government—no doubt about that. However, I would hope that the process by which the federal government arrives at the final decision is made in such a way that the public can view the evolution of the consensus building, or not building, so that there is an awareness, if not public pressure, brought to bear on the final outcome.

**Senator Kirby:** Then you are essentially suggesting that in the event of a deadlock it is the responsibility of the federal government to initially build, shall we say, a constituency—I

[Traduction]

un certain nombre de provinces. Cela n'a pas aidé. Le dialogue s'est arrêté et la confrontation a commencé.

Pour ce qui est des provinces productrices, que je sache, le problème de la propriété n'a pas été complètement réglé. En fait, il semble avoir été mis en plan. Certes, il n'y a guère eu de discussion entre les provinces quant au principe du programme énergétique national, que je sache. Ce manque de considération pour autrui explique la confrontation et l'amertume suscitées par l'annonce du programme énergétique national.

Je reconnais qu'en certains cas, quelqu'un doit prendre une décision, mais si le gouvernement fédéral estime qu'il sera le seul à prendre les décisions et qu'il en a la responsabilité et aborde les discussions dans cet esprit, les autres parties ne peuvent guère considérer qu'il est ouvert et qu'il existe réellement des possibilités de discussion ou d'entente. Il s'ensuit un type de mécontentement semblable à celui causé par le programme énergétique national.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur le président, j'aimerais apporter quelques précisions à cette question. Si je m'en souviens bien, le PEN a été présenté dans le cadre d'un document budgétaire global, n'est-ce pas?

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Avec tout le secret préalable qui entoure l'établissement du budget?

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** C'est donc différent d'une réunion où les diverses parties se considèrent d'un œil suspect; dans ce cas-ci, personne ne s'est réuni autour d'une table; le budget a été émis, voilà tout?

**M. Rowan:** C'est bien ainsi que cela s'est passé, sénateur. Ce que je conteste, c'est le processus. Je ne suis pas sûr que cela devait se faire par le moyen d'un document budgétaire.

**Le sénateur Kirby:** J'aimerais que nous précisions cette question. D'après votre dernière réponse, si l'une des parties ou les deux se présentent à la table des négociations en disant qu'elles auront le pouvoir de prise de décision, cela rend le compromis difficile. Si vous reconnaissez aussi qu'un consensus n'est pas toujours possible, en dernière analyse qui, selon vous, prend la décision? Dans la mesure où vous convenez qu'une décision doit être prise.

**M. Rowan:** Aux termes de la constitution de notre pays, il faudrait que ce soit le gouvernement fédéral, cela ne fait pas de doute. Toutefois, j'espère que le processus par lequel le gouvernement fédéral parvient à la décision finale soit tel que le public puisse constater si l'on s'approche d'un consensus ou s'il n'y a aucune tentative en ce sens, de manière qu'il soit sensibilisé à la question et puisse même, par ses pressions, influencer sur le résultat final.

**Le sénateur Kirby:** Pour l'essentiel, vous affirmez qu'il appartient au gouvernement fédéral de tenter de parvenir à un consensus et, finalement, de prendre une décision si les négo-

*[Text]*

believe you used the word consensus—for it ultimately having to make a decision because negotiations have broken off. I would suggest to you that an example, not related to the NEP, but related to the current situation vis-à-vis the offshore in Newfoundland, is that at the same time provincial governments will be attempting to build a consensus within their own provinces as to the legitimacy and justification of their own position. Therefore, the lack of bridge building, as you describe it near the end of your brief, will exist in any event because while one can conceivably build a consensus in a majority of the country—and I accept your view that that was not done in connection with the NEP—then even in cases where you work at doing that for a considerable period of months, and even years, you nevertheless wind up in a situation where the provincial government with whom the dispute is taking place is doing exactly the same thing. The odds are that the provincial government will be successful within its own territory to the same extent that the federal government may be successful on a national basis, and therefore the bridge building that you suggest is desirable—everyone agrees with that—is not in fact achieved.

**Mr. Rowan:** There could well be circumstances in which it is impossible to arrive at a consensus and in which a decision is taken which is unpopular in one part of the country. I freely acknowledge that. However, the approach and the attitude toward arriving at a consensus is important. I think that there are more examples of where agreement is reached, technically, that where they are not reached.

**Senator Kirby:** Unfortunately, the ones which receive all the press are the ones in which agreements are not reached.

**Mr. Rowan:** That is right. By and large, I think Canadians are looking for common ground.

**Senator Kelly:** Mr. Rowan, Senator Kirby is obviously totally captured by the position so often taken by his friends in the current federal administration. What he is really saying is that while consensus is fine let us just agree that it cannot be so; let us not bother trying. What I think I hear you saying is that trying is worthwhile. To go one the basis that Senator Kirby would go on in making the assumption that you cannot have a consensus anyway, leads to the type of situation we got into. As long as that sense remains, we will continue in that direction; is that not correct? I am asking you a question and not making a statement.

**Mr. Rowan:** That was a very eloquent statement, Senator Kelly, and I agree with it 100 per cent.

**Senator Kirby:** However, it was a slight misrepresentation of my position.

**The Chairman:** You said earlier that you had seen or sensed a pronounced change with respect to attitudes and that there was a better climate of accommodation, compromise and negotiation by Ottawa. Does that statement also apply to the provincial governments?

**Mr. Rowan:** I think so.

**The Chairman:** You did not say so, you only mentioned Ottawa.

*[Traduction]*

ciations sont interrompues. J'aimerais vous donner un exemple lié non pas au PEN mais à la situation actuelle relative au pétrole offshore à Terre-Neuve; les gouvernements provinciaux cherchent eux aussi à parvenir à un consensus dans leur propre province quant à la légitimité et à la justification de leur position. Le manque d'efforts déployés pour jeter des ponts, comme vous le décrivez vers la fin de votre mémoire, existera quoi qu'il en soit, car bien qu'on puisse établir un consensus dans la majorité du pays—et je reconnais que cela n'a pas été fait dans le cas du PEN—même si l'on y travaille pendant plusieurs mois et même des années, on se retrouve dans une situation où le gouvernement provincial avec lequel existe un différend fait exactement la même chose. Ce gouvernement provincial réussira à créer un consensus dans sa propre province probablement dans la même mesure que le gouvernement fédéral réussira à en créer un à l'échelle nationale. Déployer des efforts pour que soient jetés des ponts est, certes, souhaitable—tout le monde est d'accord là-dessus—mais ce n'est pas ce qui se produit en fait.

**M. Rowan:** Il peut y avoir des cas où il est impossible de parvenir à un consensus et où une décision doit être prise qui ne plaît pas nécessairement à une partie du pays. Je le reconnais aisément. Cependant, l'approche et l'attitude à cet égard sont importantes. Dans la majorité des cas, je pense qu'on parvient à s'entendre.

**Le sénateur Kirby:** Malheureusement, les cas qui reçoivent le plus de publicité sont ceux où l'on n'est pas parvenu à une entente.

**M. Rowan:** C'est exact. Mais de façon générale, je pense que les Canadiens cherchent des terrains d'entente.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur Rowan, le sénateur Kirby est, de toute évidence, totalement subjugué par la position si souvent adoptée par ses amis du gouvernement fédéral actuel. Ce qu'il dit, en fait, c'est que le consensus est une bonne chose, mais il n'est pas possible; par conséquent, n'essayons même pas d'y parvenir. Tandis que vous, vous estimez que cela vaut la peine d'essayer. Partir du point de vue du sénateur Kirby nous conduit au type de situation dans laquelle nous sommes. Aussi longtemps que cet esprit demeurera, nous continuerons dans la même direction, n'est-ce pas? Ce n'est pas une déclaration de ma part; je vous pose une question.

**M. Rowan:** C'était une déclaration très éloquent, sénateur Kelly, et je suis parfaitement d'accord avec vous.

**Le sénateur Kirby:** Mais mon point de vue a été mal exposé.

**Le président:** Vous avez dit plus tôt que vous aviez constaté ou senti un changement prononcé en ce qui concerne les attitudes et qu'Ottawa avait créé un meilleur climat d'entente, de compromis et de négociation. Cette déclaration vaut-elle également pour les gouvernements provinciaux?

**M. Rowan:** Je le pense.

**Le président:** Vous ne l'avez pas dit; vous n'avez mentionné qu'Ottawa.



[Text]

**Mr. Rowan:** I apologize for not adding that. I also sense that in some areas there is a sincere desire to find solutions. I feel that the recent incentive gas pricing is one of those areas, although it does not satisfy everyone by a long shot.

**Senator Kirby:** I share your view, Mr. Rowan, that process is important, and you made the point very well. I would make the observation that far too many people who have written and spoken on the nature of the federation have begun with the simplistic view that any issue can be solved any time. As you pointed out, that is not necessarily the case, although I share your view that with respect to the NEP a great deal more could have been done early on to reach a consensus.

**Senator Roblin:** The charm of your paper, Mr. Rowan, is that it opens up these interesting philosophical and speculative areas which take us a good way from our direct approach to our topic; however, I enjoy them. For example, with respect to the question of decision making, I would hardly call myself an expert in the federal-provincial decision making process. However, I will admit to having taken part in the process for some ten years. I can say that I hope that we never have another decision-making process like we had with respect to the national energy policy. That was a policy which was conceived in secret, kept even from the colleagues of the cabinet ministers who were dealing with it, and presented to the people of Canada, and the provinces who owned the natural resources, as a case of, "This is it, take it or leave it." As a matter of fact, they did not even have a "Take it or leave it." They were simply told to take it. I suppose that is not unique, but it is almost unique in Canadian federal-provincial relations. I hope it teaches all concerned a lesson as to how not to do things.

While I agree with those who say that agreement is not easy or, indeed, it is not always possible, nevertheless, in a far greater degree than some of us are inclined to think, we can reach agreement if the process is right. The word "process" is far more important than the word "policy", in some instances. Without the correct process you never come to the correct policy.

If anyone wants a concrete example of how dangerous it is to embark on an improper process, then just take a look at the language question in my province. I will not go into that subject since I would keep you all here for an hour. It seems to me that one of the points this committee might observe is the importance of the process of federal-provincial relations. The feds must give the lead, the provinces are not equal to the feds. After all, there are ten provinces scattered across the country and they do not all think the same thing. The feds have to be the ones forthcoming with respect to process. While they will not get everyone to agree with them I think you will be surprised at how often they can come to some type of understanding which is tolerable—and that is just it. We are not looking for perfection; we are interested in something we can live with. I am pleased to have this emphasis placed on the decision-making process that was involved in the national

[Traduction]

**M. Rowan:** Je m'excuse de ne pas l'avoir ajouté. Je sens aussi qu'il y a dans certains domaines un profond désir de trouver des solutions. J'estime que la récente tarification incitative du gaz est l'un de ces domaines, bien que tous n'en soient pas complètement satisfaits.

**Le sénateur Kirby:** Je reconnais avec vous, monsieur Rowan, que le processus était important et vous l'avez très bien fait ressortir. Je dirais que beaucoup trop de personnes qui ont écrit ou parlé au sujet de la nature de la fédération sont parties du point de vue simpliste voulant que n'importe quelle question puisse être réglée n'importe quand. Comme vous l'avez signalé, ce n'est pas nécessairement le cas, bien que je reconnaisse avec vous qu'en ce qui concerne le PEN, on aurait pu faire beaucoup plus pour essayer de parvenir à un consensus.

**Le sénateur Roblin:** Monsieur Rowan, votre document est intéressant dans la mesure où il soulève des questions de principe qui, même si elles nous écartent de notre approche directe du problème, sont captivantes. Par exemple, en ce qui a trait à la prise de décision, je me prétendrais difficilement un expert du processus fédéral-provincial de prise de décision. Toutefois, je reconnais avoir pris part à ce processus pendant dix ans. Je puis dire que j'espère que le processus de prise de décision relatif au programme énergétique national ne se répétera plus jamais. Il s'agit d'une politique qui a été conçue dans le secret, qui n'a même pas été divulguée aux collègues des ministres du Cabinet qui étaient chargés de l'élaborer, et qui a été présentée aux Canadiens ainsi qu'aux provinces à qui appartenaient les ressources naturelles en leur disant: «Voilà, c'est à prendre ou à laisser». En fait, il n'y a même pas eu de «c'est à prendre ou à laisser». On la leur a imposée. Je suppose que ce n'est pas unique, mais ce l'est presque dans les relations fédérales-provinciales canadiennes. J'espère que cela enseigne à tous les intéressés une leçon quant à savoir comment ne pas faire les choses.

Bien que je reconnaisse que parvenir à un accord n'est pas facile et pas toujours possible, nous pouvons, beaucoup plus que certains d'entre nous sont enclins à le penser, parvenir à une entente si le processus est approprié. Le mot «processus» est beaucoup plus important que le mot «politique» dans certains cas. Sans le processus qui convient, on n'arrive jamais à la politique appropriée.

Si quiconque veut un exemple concret des risques qu'il y a à adopter un processus impropre, il lui suffira d'examiner la question de la langue telle qu'elle se pose dans ma province. Je n'entrerai pas dans les détails, car je vous garderais ici environ une heure. Il me semble que l'une des questions que le Comité pourrait observer, c'est l'importance du processus dans les relations fédérales-provinciales. Les fédéraux doivent donner le ton, les provinces ne leur étant pas égales. Après tout, il y a dix provinces réparties dans le Canada et toutes ne pensent pas la même chose. Les fédéraux doivent être ceux qui dirigent en ce qui concerne le processus. Certes, ils ne réussiront pas à faire en sorte que tous soient d'accord avec eux, mais je pense que vous seriez surpris de voir jusqu'à quel point ils peuvent souvent parvenir à un certain type de compréhension qui est tolérable, tout simplement. Nous ne cherchons pas la perfection; nous nous intéressons à quelque chose avec quoi nous pouvons



## [Text]

energy policy because I think it was responsible for a great many of our troubles. That is not to say that the Province of Alberta would not have been intransigent in some respects. I am not minimizing that. I am saying we should not think that that is a sample of how we will conduct our affairs in the future. It seems to me the future is much more promising. However, we will have to return to some of the old methods which are tried and true. How are decisions made if an agreement cannot be reached? I know how they are made. They are made by force of numbers; they are made by central Canada. Oftentimes you will find a convergence of views between what the federal government wants to do and what the provinces of Ontario and Quebec want to do. I have to say that is *ex parte*; it represents the prejudices of an unreformed westerner.

**Senator Kelly:** It does indeed!

**Senator Roblin:** However, it is the experience of some years. Senator Kelly, I have found that my friends in central Canada, whatever political stripe, are sometimes unable to agree with me on this approach.

**Senator Kirby:** As a maritimer, Mr. Chairman, I agree with Senator Roblin.

**Senator Roblin:** Now that I have some support I will go on to something else.

**The Chairman:** I was born in Saskatchewan.

**Senator Roblin:** Then you can join the club, too.

I have a couple of small points to deal with, Mr. Rowan. You dealt with the "unique" approach to energy. You then went on to say that the redistributive function of the national government stems from the natural resource income to provinces. You can tell me whether you think that the description of energy is unique or whether it is simply an ad hoc response to a very difficult international marketing situation. I rather suspect the latter.

The question of equalization is another fundamental principle; I found your discussion of it fascinating. I am not sure that it is practical to carry that to its ultimate conclusion. When we started out with an equalization formula many years ago, it only included two or three tax sources, the equalized tax sources from the corporations and from the personal field, and I cannot remember what the other one was but it did not include natural resources. Then there was a long discussion as to whether natural resources should not be included for the reason that some provinces have a lot of them and others do not. Some of us, and I guess I was one of them, argued that there was some case to be made for including natural resources in the mix.

After a while the tax basis under the equalization formula was broadened and natural resources were included. Then, they found that that produced a lot of strain on the federal treasury so they capped it. First, they said it would be half the natural resources, and then they capped it altogether. The

## [Traduction]

vivre. Je suis heureux que cet accent soit mis sur le processus de la prise de décision en cause dans la politique énergétique nationale, car c'est à cause de cela que nous avons eu tant de difficultés. Ce qui ne veut pas dire que la province de l'Alberta n'aura pas été intransigente à certains égards. Je ne minimise pas cela. Je dis que nous devrions pas penser que c'est un exemple de la manière dont nous mènerons nos affaires à l'avenir. Il me semble que l'avenir est beaucoup plus prometteur. Cependant, nous devons revenir à certaines des vieilles méthodes éprouvées. Comment prendre des décisions si on ne peut parvenir à un accord? Je sais comment elles sont prises—par la force du nombre; elles sont prises par le gouvernement central. Souvent, il y aura convergence de vues entre ce que le gouvernement fédéral veut faire et ce que les provinces de l'Ontario et du Québec veulent faire. Ceci dit de mon point de vue seulement, qui représente les préjugés d'un homme de l'Ouest non amendé.

**Le sénateur Kelly:** En effet!

**Le sénateur Roblin:** L'histoire canadienne le prouve cependant. Je trouve, sénateur Kelly, que mes amis du centre du Canada, quelle que soit leur allégeance politique, ne partagent pas mon avis à ce sujet.

**Le sénateur Kirby:** Venant des Maritimes, monsieur le président, je suis d'accord avec le sénateur Roblin.

**Le sénateur Roblin:** Maintenant que j'ai trouvé quelqu'un qui m'appuie, je passerai à un autre point.

**Le président:** Je suis né en Saskatchewan.

**Le sénateur Roblin:** Cela vous ouvre donc les portes de notre club.

J'aurais quelques petites questions à poser à M. Rowan. Vous avez parlé de la façon «unique» dont on a abordé la question de l'énergie. Selon vous, la fonction de redistribution du gouvernement national découle du fait que les provinces tirent des recettes des ressources naturelles. J'aimerais que vous me disiez si la question de l'énergie doit être abordée de façon particulière ou si ce sont les fluctuations du marché international qui l'exige. Je crois plutôt que c'est cette dernière raison.

La question de la péréquation est un autre principe fondamental; ce que vous avez dit à ce sujet m'a beaucoup intéressé. Je ne sais pas s'il convient de pousser le principe jusqu'à sa conclusion logique. Lorsque nous avons adopté la formule de la péréquation il y a un certain nombre d'années, elle ne s'appliquait qu'à deux ou trois sources fiscales, c'est-à-dire aux recettes fiscales provenant des sociétés et des particuliers. Je ne me souviens pas de l'autre source, mais il ne s'agissait pas des ressources naturelles. On a ensuite beaucoup discuté de la question de savoir s'il fallait que la péréquation s'applique aux ressources naturelles parce que certaines provinces étaient avantagées à cette égard par rapport à d'autres. Certains dont moi-même ont soutenu qu'il y avait de bonne raison d'inclure les ressources naturelles.

Après un certain temps, l'assiette fiscale à laquelle s'appliquait la péréquation a été élargie pour inclure les ressources naturelles. On a trouvé que cela faisait peser beaucoup de pression sur le trésor fédéral et on a donc convenu d'inclure non seulement la moitié des ressources naturelles, mais toutes cel-

## [Text]

impact on natural resources in the equalization formula was limited but, nevertheless, it was there. I am subject to correction on this, but I think it is also there on all those other equalization percentages which are included in the hospital grants, the education grants and that kind of thing. In other words, the equalization formula runs fairly deeply through the whole thing. It seems to me that we better stick to that definition of equalization rather than say to ourselves that we will also throw in equalizing provinces on the cost of energy as such. I think that leads us into an area that can be very difficult to do much with.

Let us get down to some specifics here. One of the things that you are interested in, and this committee is interested in, is the concept of self-sufficiency. I should like to know how you define that. One could say that we were not self-sufficient five years ago but we are much closer to it today, not because we found so much more but because consumption has decreased. In other words, the natural operation of the economic system is, ultimately, beginning to match supply and demand. That happens if you are willing to wait long enough no matter what the price regime is or how it goes. People will find substitutes or they will just stop using the stuff. That does work out. We are not into that long-term thing. We have a real responsibility to look into self-sufficiency. What do we mean by it? When do we regard ourselves as being self-sufficient? Can you help us approach that problem? What is the premium we should pay to be self-sufficient?

**Mr. Rowan:** Your use of the word "premium" is a very apt one, because, in some senses, we could be paying a price for the insurance that would be necessary to safeguard curtailment of offshore supplies. I cannot tell you what that price is. I believe that we have the capacity in this country to produce sufficient oil—and oil is the issue—from our own resources, frontier or in western Canada, that is below the world level. There is a good argument that could be advanced that what Canada should do is to buy as much of its oil needs offshore for as long as it can. The problem with that argument, however, is the uncertainty that exists. You do not know when the next curtailment is going to arrive. Consequently, the cost of being without could be enormous in terms of the hardship that would be inflicted, the industrial effects, so I am not one who would support the argument of buying offshore for as long as we can, and then depending upon our own resources. The reason for that is that it takes a long time to find resources.

I believe that there is a somewhat realistic expectation abroad about the length of time that it takes to develop our offshore resources. Some people are impatient because we have not found more offshore than we have to date. They feel that because of that, the NEP is a failure. I am not concerned with the amount of reserves that we found to date or, in some people's view, the lack of reserves. We found quite a bit, but it takes a long time to identify just where those reserves are and then to develop them. I believe that the investment we are making is a good one. It is a bit of an insurance policy, but the payoff in the long run is well worth it.

## [Traduction]

les-ci. L'inclusion des ressources naturelles dans la formule de péréquation a eu une certaine incidence quoique limitée. On peut me corriger si j'ai tort, mais je crois que cette incidence se manifeste aussi en ce qui touche les autres pourcentages de péréquation qui sont compris dans les subventions aux hôpitaux, les subventions à l'enseignement et ce genre de chose. En d'autres termes, la formule de péréquation s'applique dans presque tous les domaines. Je crois qu'il vaudrait mieux s'en tenir à cette définition de la péréquation au lieu d'essayer de l'appliquer au coût de l'énergie. Je crois que cela ne peut que causer des problèmes.

Soyons un peu plus concret. Le Comité s'intéresse entre autres au principe de l'autosuffisance. J'aimerais savoir comment vous définissez ce terme. Il y a cinq ans, nous étions loin de l'autosuffisance, mais nous pensons en être un peu plus près aujourd'hui, non pas parce que nous avons trouvé beaucoup plus de pétrole, mais parce que la consommation a diminué. En d'autres termes, sous l'action des forces normales du marché, l'offre et la demande commencent à s'équilibrer. Cet équilibre se produit éventuellement si on est prêt à attendre assez longtemps. Les consommateurs trouveront des substituts ou cesseront de consommer le produit en question. Cela se produit. Nous n'aimons pas envisager les choses à long terme. Nous nous sommes fixés pour objectif l'autosuffisance. Qu'est-ce que c'est? Que considérons-nous comme l'autosuffisance? Pourriez-vous nous aider à éclaircir ce point? Quelle est la prime à payer pour atteindre l'autosuffisance?

**M. Rowan:** Il est très juste, comme vous le faites, de parler de «prime» parce qu'il nous faudrait, en un certain sens, verser une prime d'assurance pour nous protéger contre la restriction de l'offre étrangère. Je ne pourrais pas vous dire quel serait ce prix. J'estime que le Canada peut s'autosuffire en pétrole grâce aux ressources des régions éloignées et de celles de l'Ouest du Canada, et ce à un prix inférieur à celui du marché international. D'aucuns soutiendront qu'il vaut mieux que le Canada achète son pétrole à l'étranger aussi longtemps qu'il le peut. Le problème, c'est que cela place le Canada dans une situation incertaine. On ne sait pas quand une autre crise du pétrole peut survenir. Si nous nous retrouvions privé de pétrole, les conséquences économiques et industrielles seraient dévastatrices de sorte que je ne crois pas qu'on puisse vraiment envisager sérieusement de ne pas exploiter nos propres ressources avant d'y être obligé. Il faut beaucoup de temps pour découvrir des sources de pétrole.

A l'étranger, je crois qu'on est assez réaliste quant au temps qu'il faut pour développer nos ressources au large des côtes. Certains sont déçus que nous n'ayons pas trouvé plus de pétrole au large des côtes que nous ne l'avons fait jusqu'à maintenant. Pour cette raison, ils estiment que le PEN est un échec. Je ne m'inquiète pas de l'importance des réserves que nous avons découverte jusqu'à maintenant où, selon certains, de la maigreur de ces réserves. Nous en avons trouvé suffisamment, mais il faut beaucoup de temps pour trouver ces réserves et ensuite les exploiter. J'estime que les investissements que nous consentissons dans ce domaine sont solides. C'est un peu comme une police d'assurance, mais les bénéfices à long terme seront très grands.



## [Text]

Another notion that has been suggested to this committee is that the grant route is not a preferable one because it is terribly expensive. I am not convinced that the tax route is cheaper, especially under conditions of super depletion. If anything, the tax route hides the cost better because you do not see the numbers. The grant route puts it all out on the table and makes it very apparent how much it does cost to develop our resources. I believe it would be wrong to think that it is cheaper, easier and better to go the tax route.

It has also been suggested that the grant route rewards activity and not success. I find that a questionable proposition as well. We have some experience in that regard. It did not take the industry very long to decide that the Labrador shelf was not a very attractive place to drill. The Labrador shelf will not be drilling this year. Why is that? Because there are better places to put your money. If one followed the rewarding activity principle, one would be drilling on the Labrador shelf, but that is not happening. As well, the tax system does not reward current success but past success. As I have said on a number of occasions, who are you rewarding. You are rewarding those who have accumulated wealth over time—accumulated the capacity to earn revenue—and those happen to be non-Canadians. Whether we like it or not, the rules were structured in the past in a way that allowed them to accumulate that wealth. Canadian companies did not have those same rules.

**Senator Roblin:** That, however, was our fault.

**Mr. Rowan:** That was our fault, absolutely, but surely the National Energy Program has recognized that and is now trying to redress it. I am not a bit surprised that so many people take the view that they do not like it; they wish the rules were back the way they were pre-NEP because they felt comfortable with them and benefited from them.

I am not suggesting that the NEP does not provide benefits, it does. I am suggesting that the grant rule benefits in terms of Canadian ownership. I am also suggesting that it is not necessarily more expensive to go that route than it is to go the tax route. How much we should be investing is really dependent upon one's view of the risk of a curtailment of offshore supplies. I cannot answer that question. I simply know that the activities in the Middle East in the recent past and currently do not give me a great deal of reassurance. I know that our western Canadian supplies are rapidly diminishing. I know that Canadians will have to find oil from some place in large quantities just to maintain the current reserves. Whether we like it or not, that is going to take a great deal of money.

**Senator Roblin:** I thank you for your response; it is a difficult question to answer.

The other day we received a report from the Economic Council of Canada which intimated that, under certain terms and conditions or a price regime that was more favourable to the industry than is the present one, they would discover a lot more oil in Alberta. I do not know whether you have had a chance to look at that report. If you have not, I will leave the

## [Traduction]

Certaines personnes ont affirmé au Comité que des subventions ne constituent pas une bonne méthode parce qu'elles sont très coûteuses. Je doute que la méthode fiscale soit plus économique, particulièrement s'il y a épuisement des réserves. À mon avis, il est plus facile de cacher les coûts par la méthode fiscale. Il est beaucoup plus facile de voir ce qu'il en coûte vraiment pour exploiter les ressources lorsque l'on adopte les subventions. Je crois qu'il est faux de croire que la méthode fiscale est moins coûteuse, plus facile et meilleure.

Certains estiment que les subventions récompensent les activités d'exploration et non la découverte de ressources. Je doute que ce soit le cas. Nous avons une certaine expérience à cet égard. L'industrie n'a pas mis beaucoup de temps à décider que le plateau de Labrador n'était pas un bon endroit pour effectuer des forages. Il n'y aura pas de forage à cet endroit cette année. Pourquoi? Parce qu'il y a des endroits qui sont plus intéressants. Si les subventions récompensaient les activités d'exploration, on continuerait de forer sur le plateau du Labrador, mais ce n'est pas ce qui se produit. En outre, la méthode fiscale ne récompense pas les découvertes courantes, mais les découvertes passées. Comme je l'ai déjà dit, qui veut-on récompenser? On récompense ceux qui ont accumulé de la richesse au cours des ans, c'est-à-dire la capacité de gagner des revenus, et il se trouve que ces personnes sont des non-Canadiens. Que cela nous plaise ou non, les règles qui existaient dans le passé leur ont permis d'accumuler cette richesse. Les mêmes règles ne s'appliquaient pas aux sociétés canadiennes.

**Le sénateur Roblin:** Le blâme nous en revient.

**M. Rowan:** En effet, mais le programme énergétique national a été adopté pour corriger la situation. Je ne m'étonne pas du fait que tant de personnes s'y opposent; elles voudraient que la situation antérieure existe toujours parce qu'elle les avantageait.

Je ne dis pas que le PEN ne présente pas des avantages car c'est en fait le contraire. Je crois que des règles touchant les subventions favorisent la propriété canadienne. Je suis aussi convaincu que cette méthode n'est pas plus coûteuse que les stimulants fiscaux. La somme qui devrait être investie dépend de la façon dont on envisage le risque de restriction des approvisionnements en pétrole venant de l'étranger. Je ne peux pas répondre à cette question. Je sais simplement que la situation au Moyen-Orient est assez inquiétante depuis quelques années. Je sais que nos sources de pétrole de l'Ouest s'épuisent rapidement. Je sais que le Canada devra trouver des sources de pétrole importantes simplement pour maintenir ses réserves actuelles. Que cela nous plaise ou non, cette exploration sera coûteuse.

**Le sénateur Roblin:** Je vous remercie de votre réponse. Je vous ai posé une question difficile.

Nous avons reçu l'autre jour un rapport du Conseil économique du Canada qui laissait entendre qu'à certaines conditions ou si la barème des prix était plus favorable à l'industrie, on découvrirait beaucoup plus de pétrole en Alberta. Je ne sais pas si vous avez pu lire ce rapport. Si vous ne l'avez pas fait, je laisserai tomber le sujet. Si vous l'avez lu, vous aurez peut-être quelques observations à nous faire à ce sujet.



[Text]

subject. If you have considered it, however, you may have a comment to make in that regard.

Another matter that interests me is the fact that we know there is a great deal of oil—enough to last for a long, long time—in the tar sands. The only problem is that it is a bit expensive to extract it. I speculate on the advisability of spending more of our grant money, if we have it to spend, on finding out how to make the tar sands work under the present economic regime. You have been involved in them with Syncrude so probably you would have a valuable opinion as to how we might develop the tar sands. If it were practical to do so, it would present a known source of oil that would be quite satisfactory.

**Mr. Rowan:** I have briefly reviewed the report of the Economic Council. There are a number of things in it on which I would like to comment. One has to do with their suggestion for deregulation of oil and gas prices. I suppose that if both happened—that is, oil and gas prices were both deregulated and went in tandem—it would perhaps be easier to introduce world pricing to the Canadian consumer than it would if oil prices alone were deregulated. We must keep in mind that not everybody, however, is a consumer of gas, so that there would be some people who would be paying higher oil prices or gasoline prices and not getting the benefit of lower natural gas prices.

I leave it to you to decide, if I may, senator, as to the interests on the part of the industry in the deregulation of natural gas.

**Senator Roblin:** They have to be shown how to maximize their profits.

**Mr. Rowan:** My reading of the testimony before this committee suggests that there might be some difficulty in that industry might not look favourably on what the Economic Council is suggesting; that is, a complete coupling of the two, if you are going to deregulate. The model worked out beautifully, but whether it is practical in real terms is something else again.

In terms of the tar sands, I have had some experience, as you suggest, with the Syncrude and now with the Suncor tar sands. That experience leads me to believe that we should not look on the tar sands in the same way as we look on an oil well.

**Senator Roblin:** It is more a mining operation.

**Mr. Rowan:** It is a mining operation which works 24 hours a day, seven days a week. It is very complex; everything has to be integrated and work perfectly or it shuts down. The costs associated with producing synthetic oil are high. They are manageable but are high. It is a different tax regime that should apply; there are different rules that should apply. Clearly, the tar sands approach is one that I believe Canada should and must place some emphasis on. The costs are enormous, not just in dollar terms but in social terms as well. When we talk about a number of large plants, we are talking about creating new towns.

**Senator Roblin:** Fort McMurray; I have been there.

[Traduction]

Je m'intéresse aussi au fait que nous savons que les sables bitumineux contiennent une quantité importante de pétrole qui pourrait suffire à nos besoins pendant longtemps. Malheureusement, l'extraction de ce pétrole est assez coûteuse. Je me demande si nous ne devrions pas consacrer davantage d'argent à essayer de trouver comment rentabiliser l'exploitation des sables bitumineux. Vous avez étudié la question lorsque vous étiez avec Syncrude et vous avez sans doute une opinion valable à nous donner sur la façon dont nous pourrions exploiter les sables bitumineux. Si leur exploitation s'avérait rentable, nous disposerions ainsi d'une source de pétrole assez importante.

**M. Rowan:** J'ai brièvement lu le rapport du Conseil économique. Il contient un certain nombre d'affirmations au sujet desquelles j'aimerais faire un commentaire. L'une d'elles porte sur la proposition visant à déréglementer les prix du pétrole et du gaz. Je suppose que si les prix de ces deux produits étaient déréglementés, il serait plus facile d'exiger du consommateur canadien des prix internationaux. Il faut tenir compte du fait que tout le monde ne peut pas consommer du gaz naturel de sorte que certaines personnes paieraient un prix plus élevé pour le pétrole ou l'essence sans pouvoir profiter de la diminution de prix du gaz naturel.

Je vous laisse le soin de décider sénateur quels sont les intérêts de l'industrie quant à la déréglementation du gaz naturel.

**Le sénateur Roblin:** Il faut leur montrer comment augmenter leurs profits.

**M. Rowan:** Si j'ai bien lu les témoignages rendus devant le Comité, l'industrie n'envisagera sans doute pas d'un œil favorable la recommandation du Conseil économique, c'est-à-dire la déréglementation simultanée des prix du pétrole et du gaz naturel. Le modèle fonctionne très bien, mais il s'agit de savoir s'il est rentable.

Comme vous l'avez dit, je possède une certaine expérience des sables bitumineux que j'ai acquise avec Syncrude et maintenant Suncor. A mon avis, il ne faut pas considérer les sables bitumineux de la même façon qu'un puits de pétrole.

**Le sénateur Roblin:** Il s'agit plutôt d'une exploitation minière.

**M. Rowan:** C'est une exploitation minière qui s'effectue vingt-quatre heures par jour sept jours par semaine. C'est une opération très complexe dont chaque partie doit fonctionner parfaitement sinon le système s'écroule. La production de pétrole synthétique est coûteuse. L'opération peut être rentable, mais son coût est très élevé. Des règles fiscales et autres différentes devraient s'appliquer à l'exploitation des sables bitumineux. Je crois que le Canada devrait s'intéresser davantage à leurs exploitations. Le coût de cette exploitation est énorme non seulement au plan économique mais au plan social. Si l'on veut construire de grosses usines, il faut aussi créer des villes.

**Le sénateur Roblin:** Comme Fort McMurray que j'ai déjà visité.

[Text]

**Mr. Rowan:** Fort McMurray is a delightful place, but it has taken a long time to become the kind of lovely community that I think it is. The social costs in getting there have been quite high.

**Senator Roblin:** That is not new to us, however. In my own province, the town of Thompson was built from nothing in order to service a nickle mine. In that case it was done by the company concerned, but it had the money to do so. In Fort McMurray, I think it was done by the Province of Alberta. We are used to that kind of thing.

**Mr. Rowan:** A tar sand plant of the Syncrude size will produce 130,000 to 150,000 barrels a day, a little less than 10 per cent of our needs. How many of those do you want to put into operation? How many are practical. I do not believe that it would be in our interests to depend solely on tar sands plants. I believe that we should look at as many different sources of supply as possible. The four that come to mind include tar sands, heavy oil, conventional oil and frontier.

With respect to the conventional oil, I think there is a lot that can be done—and, indeed, governments are encouraging it in the enhanced oil recovery area—because we know that the oil is there. It is new technology that is required to extract it.

**Senator Roblin:** It is a question of the tax regime.

**Mr. Rowan:** Yes.

**Senator Roblin:** That brings me to another point. I do not quite agree with you that the grants are the only way to go. I think that in terms of enhanced oil recovery and the tar sands, the tax régimes are really going to be as, if not more, effective.

**Mr. Rowan:** I agree with you that in the application, because the cash flow from an enhanced oil recovery is very early—

**Senator Roblin:** Almost immediate.

**Mr. Rowan:** Yes, but that is quite different from the cash flow from an exploration on offshore drilling.

**Senator Roblin:** You will have to have grants if you are going to pinpoint where the work is to be done and if you want to pinpoint who is going to do it. I suppose that is a policy question.

**Mr. Chairman,** I will limit myself to one further question. We had an interesting discussion yesterday about deregulation of oil and gas prices. The question arose as to what happens if there is another OPEC crisis. In other words, I am talking of a price shock and how you feed that into the system or how the consumers react to it. I know the producers love it, but consumers have a slightly different view.

In my questions to the witness I was searching to find out if he could give us any formula whereby, if you have a market-

[Traduction]

**M. Rowan:** Fort McMurray est une ville ravissante, mais elle a mis un certain temps à devenir aussi jolie. Le coût social de la création de la ville a été énorme.

**Le sénateur Roblin:** La situation n'est pas nouvelle. Dans ma propre province, la ville de Thompson a été créée de toute pièce comme centre de service pour une mine de cuivre. C'est la société visée qui a créé la ville parce qu'elle en avait les moyens. Je crois que c'est la province de l'Alberta qui a créé Fort McMurray. Nous avons l'habitude de ce genre de chose.

**M. Rowan:** Une usine d'extraction des sables bitumineux de la taille de Syncrude produira de 130 000 à 150 000 barils de pétrole par jour, soit un peu moins de 10 p. 100 de nos besoins. Combien d'usines de ce genre veut-on exploiter? Combien d'entre elles devrait-on exploiter? Je ne crois pas que nous ayons intérêt à dépendre uniquement des usines d'extraction des sables bitumineux. Je crois qu'il faut pouvoir diversifier nos sources d'approvisionnement. Les trois sources qui me viennent à l'esprit sont les sables bitumineux, le pétrole lourd, le pétrole classique et le pétrole des régions éloignées.

Au sujet du pétrole classique, je crois que nous pouvons augmenter nos efforts dans ce domaine et c'est ce que les gouvernements font en favorisant la récupération assistée. Nous savons que nous avons des sources abondantes de pétrole et il nous faut simplement la technologie voulue pour extraire ce pétrole.

**Le sénateur Roblin:** Il faut que le régime fiscal soit favorable.

**M. Rowan:** Oui.

**Le sénateur Roblin:** Cela m'amène à un autre point. Je ne suis pas d'accord avec vous que les subventions sont le meilleur système. Dans le cas de la récupération assistée du pétrole et des sables bitumineux, je crois que des stimulants fiscaux seraient tout aussi efficaces sinon plus.

**M. Rowan:** Il est vrai que les mouvements de trésorerie pour la récupération assistée sont très importants...

**Le sénateur Roblin:** Presque immédiatement.

**M. Rowan:** Oui et ces mouvements de trésorerie sont tout à fait différents pour l'exploration au large des côtes.

**Le sénateur Roblin:** Il faudra accorder des subventions si l'on veut déterminer où le forage aura lieu et par qui. Je suppose que c'est une question de politique.

Monsieur le président, je poserai une dernière question. Nous avons eu une discussion intéressante aujourd'hui au sujet de la déréglementation des prix du pétrole et du gaz naturel. On s'est demandé ce qui se produirait si une nouvelle crise de l'OPEP survenait. En d'autres termes, je parle de la brusque montée des prix du pétrole de son intégration dans le système et de la réaction du consommateur. Je sais que les producteurs s'en réjouissent, mais les consommateurs ne sont pas exactement du même avis.

Je m'efforçais, par les questions que j'ai adressées au témoin, de découvrir s'il disposait d'un moyen d'amortir le



[Text]

based price system and you run into one of these shocks, could you invoke some kind of mechanism that would soften the blow? The proposition we were given was that we should let the prices go and if they went over the threshold too high, let us say, the government would distribute its increased tax receipts and other earnings that it would get from the increase in price back to consumers as a direct subsidy on the volume used rather than manipulate the price. The impression I got from the witness was that he would limit that to domestic consumption. I immediately thought that might not be too popular in an industry where there is high use for industrial purposes.

Do you have any ideas you can share with us as to whether there is any possibility of developing a mechanism that would deal with this question of price shock without interfering with the market-price system, and, if it did happen and it became a permanent shock, what kind of a time schedule would you consider for easing into the higher price régime?

**Mr. Rowan:** I am no expert in this area at all, so I will just give you my personal view. I think it is not possible to have free market principles operating and the objective of insulating the economy from the effects of a price shock. I do not see how the two can operate at the same time. If we were self-sufficient and there was an external price shock that caused world prices to go up, then it would seem to me that you would have the problem of how you retain Canadian production for Canadians if you introduce any kind of price limitation. Oil would immediately go into the international market if there was a demand for it.

**Senator Roblin:** I did not envisage allowing the oil to be exported.

**Mr. Rowan:** If you don't allow the oil to be exported and you still want to mitigate the effect of the externally imposed price shock, then you put in price controls. Then, one form of government or another would take the economic rent and do what it would with it. If I understood what the witness said yesterday, he would circulate some of that money back to consumers in the form of a subsidy. Why just to consumers and not to industry, I would not know.

**Senator Roblin:** I guess it is a question of biting the bullet, and we are reluctant bullet biters.

**Senator Bell:** I would refer to pages 7 and 8 of your brief. I am interested in your statement that a cost benefit analysis would not be helpful at this particular juncture because you want us, as a committee, to look at matters from a more subjective point of view. However, do you not think it is possible and perhaps necessary to show a subjective price tag to Canadianization or the various parts of the National Energy Program that have to have a subjective evaluation. Even the courts will award costs for anguish. I think it can be done and that there is a price tag on all of this.

In 1973, western Canadian oil was desperately needed in markets in eastern Canada, and, for a price of even half a cent a gallon, eastern Canada preferred to buy offshore. Surely that was opposed to the Canadian interest. I am sure you can put a cost benefit in dollars and cents on that even though it may be

[Traduction]

choc produit par une escalation de ce genre dans un système de prix fondé sur le marché. On nous a proposé de laisser les prix libres, et s'ils venaient à dépasser un seuil donné, qu'ils devenaient, disons, trop élevés, le gouvernement, au lieu d'agir sur les prix, redistribuerait au consommateur l'augmentation de ses recettes, impôts et autres, qu'il retire de l'augmentation du prix, sous forme de subventions fondées sur le volume utilisé. Il m'a semblé que le témoin limiterait son intervention à la consommation nationale. J'ai immédiatement pensé que cette façon d'agir ne serait pas très populaire dans l'industrie où l'on utilise de grandes quantités de pétrole.

Savez-vous s'il est possible de trouver un mécanisme qui nous permettrait d'absorber une brusque montée des prix, sans gêner le système de prix du marché et, en cas d'une forte hausse qui deviendrait permanente, combien faudrait-il de temps pour effectuer une adaptation progressive à un régime de prix plus élevés?

**M. Rowan:** Je ne suis pas très versé dans ce domaine; je m'en tiendrai donc à vous exprimer mon opinion personnelle. Je crois que la coexistence du marché libre et du protectionnisme économique est impossible. Je ne vois pas comment ces deux réalités pourraient aller de paire. Si nous étions autosuffisants et qu'ils se produise une brusque montée des prix à l'extérieur du pays qui force les prix mondiaux à la hausse, il faudrait alors trouver le moyen de maintenir la production canadienne pour les Canadiens s'il y a un contrôle des prix, car le pétrole fuira immédiatement vers le marché international, s'il y existe une demande.

**Le sénateur Roblin:** Je ne songeais pas à autoriser l'exportation du pétrole.

**M. Rowan:** Dans ce cas et si vous voulez toujours atténuer les effets de l'escalade des prix imposée de l'extérieur, vous introduisez alors le contrôle des prix. Le gouvernement quelle que soit sa forme, profitera des recettes économiques et en disposera à sa guise. Si j'ai bien compris ce que nous disait le témoin hier, il recyclerait une partie de cet argent aux consommateurs, sous forme de subventions. Pourquoi aux consommateurs seulement et non à l'industrie, je l'ignore.

**Le sénateur Roblin:** C'est qu'il nous faut bien faire face à la réalité, ce que nous n'aimons pas beaucoup.

**Le sénateur Bell:** Vous dites aux pages 7 et 8 de votre mémoire qu'une analyse coût-rendements ne serait pas très utile dans les circonstances actuelles parce que vous voudriez que nous, en tant que Comité, envisagions la chose d'un point de vue plus subjectif. Ne croyez-vous pas qu'il soit possible, voire nécessaire, de prélever un impôt spécial sur le prix, aux fins de la canadianisation ou de la réalisation des divers objectifs du Programme énergétique national qui doivent faire l'objet d'une évaluation subjective. Les tribunaux eux-mêmes prévoient des indemnités pour des préjudices accessoires et je crois vraiment qu'il faudrait y attacher un prix à toute cette affaire.

En 1973, l'Est du Canada avait un énorme besoin du pétrole de l'Ouest canadien et, à cause d'une légère différence de 0.5 cent le gallon, il a préféré s'approvisionner à l'étranger. Cette décision allait manifestement à l'encontre des intérêts du Canada et je suis sûr que l'on peut en évaluer le prix, ne serait-



[Text]

only in retrospect. Do you not think there is a place even for subjective consideration?

**Mr. Rowan:** The short answer is, yes. I will try to explain my understanding of what cost benefit analysis means.

It seems to me that in public sector decision making there are three levels. The first is political ideals or moral philosophy where, for instance, the problem of allocating funds between defence and education, or something of that kind, arises. That is a problem I do not think you can solve by analytical techniques. The solution to that kind of decision is to be found by examining political objectives and priorities, not by analytical techniques.

The second area is resource allocations within political objectives. It seems to me that what I have been saying in my paper is that we have to figure out what our political objectives are and come to some agreement. Then, perhaps, at that stage you can do some cost benefit analysis.

The third area is really where you are looking at alternative technical choices, and that is where cost benefit analysis is not wholly relevant. There you are guided by technological and financial criteria which are wholly quantifiable.

To put a cost benefit analysis in summary: To me it is primarily concerned with the efficiency effects of public investment projects, and it is of little relevance in evaluating other effects. For example, the equity effects of income redistribution. This in large part is what the National Energy Program is all about: equity, fairness. If you do not have a good handle on that, then setting up some form of model is, to my mind, futile.

The heat that has come out of the National Energy Program has arisen from the perception of lack of fairness, so we must deal with that area and come with an understanding about it; then, perhaps, we can go to the quantification.

You can say, as I did to Senator Roblin: "What is the appropriate price of self-sufficiency?" I do not know. Tell me when we are going to be short of oil; when we will not be able to buy oil and what will be the impact of that? To my mind there are areas where you cannot put a price tag. You can say in your best judgment that it would be desirable that we continue to make these kinds of investment. I don't know whether I have answered your question.

**Senator Bell:** You did and you are bringing us back to square one again, which I think is a sensible thing to do in that the process of developing policy is so important. That gets us back to something that you are posing on page 8, the perspective of the politician, and presumably we in this Chamber have some sort of responsibility in that area. Also, however, we have to consider ourselves the guardians of the taxpayer and, in that role, inquire whether his money is being wisely invested. Therefore, I would be inclined to put that a little ahead of where you are putting it in your priorities as you look at how you are going to make a decision. I am very glad that you did bring this perspective to our attention so that we might take it into consideration in our deliberations.

[Traduction]

ce qu'en rétrospective. Croyez-vous qu'il y ait une place pour les considérations subjectives?

**M. Rowan:** La réponse est, brièvement, oui. Je vais essayer de vous expliquer ce que j'entends par une analyse coût-rendements.

Il me semble que, dans les prises de décisions du secteur public, il faille distinguer trois niveaux. Le premier est celui des idéaux politiques ou de la philosophie morale, où se présentent divers problèmes, comme celui de l'allocation des fonds entre la défense et l'éducation, par exemple. On ne saurait, à mon avis, régler ce problème par la méthode analytique: il faut en chercher la solution dans l'examen des objectifs et des priorités politiques, et non dans l'analyse.

Le deuxième domaine est celui de l'allocation des ressources selon les objectifs politiques. J'ai dit, je crois, dans mon mémoire, qu'il nous fait déterminer nos objectifs politiques et nous entendre là-dessus. Il sera peut-être possible alors de procéder à une analyse coût-rendements.

Le troisième domaine est celui des options techniques, où n'entre pas vraiment en jeu l'analyse coût-rendements et où l'on se guide par des critères technologiques et financiers entièrement quantifiables.

Bref, l'analyse coût-rendements sert surtout, à mon avis, à mesurer l'efficacité des projets d'investissements publics et bien peu à en évaluer les autres aspects. Par exemple, l'aspect équité d'une redistribution du revenu. Voilà en quoi consiste en grande partie le programme énergétique national: l'équité, la justice. Si ces deux critères ne sont pas solidement ancrés, il me semble futile d'établir un modèle, quelle qu'en soit la forme.

Les vives discussions sur le Programme énergétique national ont été suscitées par ce manque de justice. C'est pourquoi il nous faut en discuter et nous entendre à ce sujet; peut-être pourrions-nous ensuite parler de quantification.

Vous pouvez, comme je l'ai fait, demander au sénateur Roblin: "Quel est le prix de l'auto-suffisance?" Je l'ignore. Dites-le moi. Quand nous risquons de manquer de pétrole. Quand nous ne pourrions pas en acheter, quelles seront les répercussions? Il y a, à mon avis, des choses qui n'ont pas de prix. Vous pouvez dire qu'à votre sens il conviendrait que nous continuions de faire des placements de ce genre. Je ne sais pas si j'ai répondu à votre question.

**Le sénateur Bell:** Oui, et vous nous ramenez au début de la discussion, ce qu'il est raisonnable de faire lorsqu'il s'agit d'élaborer une aussi importante politique. Nous revenons donc à l'optique du politicien, dont vous parlez en page 8, et je présume que la présente chambre assume dans ce domaine une certaine part de responsabilité. Aussi, il nous faut nous considérer comme les gardiens du contribuable et, à ce titre, voir si son argent est sagement placé. Je serais porté à placer cette préoccupation un peu plus haut que vous ne l'avez fait vous-même, sur la liste des priorités, quand il sera temps de prendre une décision. Je suis heureux que vous nous ayez signalé cette optique: nous en tiendrons compte dans nos délibérations.

[Text]

**Mr. Rowan:** Thank you. I could be persuaded by the rearrangement of the priorities. My main reason for presenting this perspective is that I would hope that the issue of fairness, the whole emphasis on process, would not be lost sight of, given the rather heavy emphasis that I have perceived in other presentations on the quantitative side.

**Senator Bell:** I understand. You are bringing us into balance.

**Senator Kirby:** I have one final question, Mr. Chairman, based on Senator Bell's comments and the witness's response. The witness said that in his view what one needed to do first of all was to reach agreement on political objectives. I agree with him completely. However, the dilemma—and indeed, one might argue the tragedy of Canadian federalism—is that in the last 20 years any agreement on political objectives between the federal and provincial governments has, essentially, been attempted to be resolved through first ministers' conferences of various kinds which have no formal position in the decision-making process and are essentially extra-parliamentary from both the federal and provincial points of view.

Referring back to page 15 of your paper, I agree with you that perhaps a major role for the Senate, and, indeed, in this particular case for this committee, is to attempt to develop mechanisms in which a genuine debate could take place in a legitimate decision-making forum where, in fact, one could begin to achieve agreement on political objectives. To the extent that we continue to have major debates of this kind in the non-decision-making, non-formal forums that have grown up in a very ad hoc way, starting with the first ministers' conference which was about 20 years ago, it seems to me that inevitably we will only exacerbate the situation and ultimately never get to that agreement on political objectives. As someone who has participated in first ministers' conferences for more than a decade, Mr. Rowan, have you any thoughts on how one essentially tries to move from that kind of forum into a more legitimized decision-making forum? As several witnesses have pointed out, particularly the witness yesterday, what in effect happens is that out of a first ministers' conference or whatever, both Parliament and the provincial legislatures are essentially rendered impotent in the sense that they are simply left with a ratification procedure, which ultimately means that parliamentarians at both levels of government in the broad sense are really not involved in the decision-making process.

**Mr. Rowan:** I would feel that perhaps it would be unfortunate if we expected change to happen overnight and for that process that we have talked about to become obvious to everyone at the same time, and that we all changed our ways. I am an optimist, but I am not that kind of an optimist. In my opinion it is not long in the life of our country—in fact it has only been ten years—to sort out our differences in a brand new area like energy. I suppose that there was only one resource of energy expertise in Canada in 1973 and that was in government, particularly in Alberta. Also, it was more a technical resource than anything else. There was very little in the way of aware and seasoned public officials who had the experience and knowledge of the energy industry, as well as politics, to be able to grapple with the kinds of issues that we have been

[Traduction]

**M. Rowan:** Merci. Je pourrais me laisser persuader par un nouvel ordre des priorités. Si j'ai exposé cette optique, c'est dans l'espoir que la question d'équité, toute l'importance que l'on attache au processus, ne seront pas négligés. Car j'ai constaté combien d'autres mémoires plaçaient l'accent sur le quantitatif.

**Le sénateur Bell:** Je comprends. Vous rétablissez l'équilibre.

**Le sénateur Kirby:** J'aurais à poser une dernière question, monsieur le président, au sujet des commentaires du sénateur Bell et de la réponse du témoin. Selon le témoin, il faut d'abord s'entendre sur les objectifs politiques. Je suis parfaitement d'accord. Toutefois, le dilemme—on pourrait même dire la tragédie—du fédéralisme canadien a été, ces 20 dernières années, de vouloir résoudre tous les accords sur les objectifs politiques conclus entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux par toutes sortes de conférences de premiers ministres, qui ne jouent aucun rôle dans le processus de prise de décision et sont essentiellement extra parlementaires, du point de vue fédéral aussi bien que provincial.

Pour en revenir à la page 15 de votre mémoire, je conviens avec vous que le principal rôle du Sénat est peut-être, et celui du présent comité, effectivement, de mettre au point des mécanismes propres au déroulement d'un véritable débat, dans une tribune libre et légitime, en vue de prendre des décisions et de s'entendre sur les objectifs politiques. Tant que nous continuerons de tenir d'importants débats de ce genre dans des tribunes officielles qui ne sont pas conçues à cet effet, en commençant par la première conférence des premiers ministres qui remonte à environ 20 ans nous ne ferons inévitablement qu'envenimer la situation, sans jamais tomber d'accord sur les objectifs politiques. Vous participez depuis déjà une décennie aux conférences des premiers ministres et j'aimerais savoir s'il est sérieusement question d'abandonner cette formule pour en adopter une autre, plus propre à la prise de décision. Comme l'ont signalé plusieurs témoins, celui d'hier plus particulièrement, les conférences des premiers ministres ont pour effet réellement de rendre impuissant le Parlement et les Assemblées législatives provinciales, en ce sens que ces deux chambres se retrouvent dotée pour tout partage d'un simple pouvoir de ratification qui, à la fin, les tient à l'écart de l'ensemble du processus décisionnel.

**M. Rowan:** Nous aurions tort de nous attendre à ce que des changements soudains se produisent dans notre façon de procéder. Je suis optimiste de nature mais quand même pas à ce point. À mon avis, nous n'avons pas mis si longtemps au Canada, en fait, seulement dix ans, pour régler nos différences d'opinion dans un domaine aussi nouveau que celui de l'énergie. Je suppose qu'en 1973 il n'y avait au Canada qu'une source d'information possible en énergie et c'était le gouvernement, particulièrement celui de l'Alberta. Il s'agissait surtout de connaissances techniques. Il y avait peu de fonctionnaires supérieurs conscients et avertis, possédant dans le domaine énergétique l'expérience, les connaissances et la politique nécessaires pour étudier le genre de questions dont nous som-



[Text]

grappling with for the last ten years. Therefore we had a very long and tortuous learning process go on in Canada.

I think that now there are reservoirs of expertise in a number of places, so that there is greater awareness and a greater sensitivity to the issues and the implications. In fact, I suppose the dialogue is going on at a much higher level of sophistication. That does not mean to say that the process is right, as we have talked about before, but that the opportunities to understand, based upon what the other fellow is saying and to quickly identify the implications of those suggestions for a variety of interested groups and parties throughout the country, is much enhanced because of the expertise that exists.

Therefore, in suggesting that a process is desirable, and in suggesting that the Senate is an excellent forum for building bridges, I am suggesting that we should look to many avenues of rebuilding consensus. First ministers' conferences are, to my mind, almost forums of last resort. They are the place where you go to sign a deal, not to make a deal. Long before you get to that level you have arrived at a meeting of minds. Unfortunately, the price shocks and supply shocks of the 1970s caught us all by surprise. There was not time to build consensus, and we arrived at the first ministers' conferences as the court of first resort, not the court of last resort, and consequently we positioned our government leaders in such a way that they were trying to arrive at consensus when there was still a great deal of work to be done. Therefore, I would not discard first ministers' conferences. However, I am not sure what the right process or forums are. There are a great many of them. What is extremely important is that there are constructive attitudes, because that is where the climate is established. It is through the attitudes that people bring to the meeting.

**Senator Kirby:** Finally, I guess you would agree that these attitudes need to apply to officials as well as to politicians, if not more so?

**Mr. Rowan:** I would say more so.

**Senator Kirby:** Because I think we have had a tendency to underestimate the attitudes of officials and negotiators. Mr. Chairman, before you adjourn the committee, I move that we append Mr. Rowan's presentation to today's proceeding.

**The Chairman:** Is it agreed?

**Hon. Senators:** Agreed.

(For text of presentation see appendix, p. 12A:1)

**The Chairman:** Mr. Rowan, we have had a stimulating and information discussion this afternoon on a broad range of subjects, including process policy, attitudes, federal-provincial relations, equalization, and, I sensed, a touch of western alienation. It has been an interesting and informative discussion that will be of great benefit to the members of this committee. You were most informative in the responses you gave to our questions. On behalf of the committee, I express to your our thanks and appreciation for taking the time to be with us today.

[Traduction]

mes saisis depuis ces dix dernières années. Le chemin de l'apprentissage du Canada a donc été long et tortueux.

Je sais qu'il existe maintenant une foule d'experts et que l'on comprend mieux, que l'on pressent mieux les questions qui se posent et leurs ramifications. En fait, je crois que le dialogue se poursuit à un niveau bien plus élevé. Ce qui ne veut pas dire que le processus dont nous avons parlé plus tôt soit juste, mais les occasions de comprendre, en s'appuyant sur les dires des autres, et d'identifier rapidement les répercussions des suggestions faites par les groupes et parties intéressés d'un bout à l'autre du Canada, ces occasions sont bien meilleures, parce qu'il existe aujourd'hui des experts dans ce domaine.

Aussi, quand je dis qu'un processus est souhaitable et que le Sénat constitue à ces fins une tribune excellente, je recommande en somme que nous nous efforcions de nous entendre à ce sujet, en utilisant tous les moyens à notre disposition. Pour moi, les conférences de premiers ministres sont pratiquement des tribunes de dernier ressort. Ce sont des lieux où l'on va signer un contrat et non en négocier les conditions. Bien avant d'en arriver à ce niveau, vous aurez déjà rallié les esprits intéressés. Malheureusement, les brusques augmentations de prix et les perturbations de l'approvisionnement des années 70 nous ont pris à l'improviste. Nous n'avons pas eu le temps de nous concerter et nous sommes arrivés aux conférences des premiers ministres comme à un tribunal de première, au lieu de dernière instance. Nous avons mis nos dirigeants gouvernementaux dans une position telle qu'ils s'efforçaient d'en arriver à un consensus tandis qu'il y avait encore beaucoup de travaux préparatoires à terminer. Aussi, je ne supprimerais pas les conférences de premiers ministres. J'ignore toutefois en quoi consistent le vrai processus ou les vraies tribunes. Il y en a un très grand nombre. Ce qui importe éminemment, c'est d'y trouver des attitudes constructives sur lesquelles on puisse s'appuyer pour créer le climat approprié.

**Le sénateur Kirby:** Enfin, vous convenez je suppose que ces attitudes doivent s'appliquer aux fonctionnaires supérieurs aussi bien qu'aux politiciens, sinon plus?

**M. Rowan:** Je dirais plus.

**Le sénateur Kirby:** Car nous avons, je crois, sous-estimé l'opinion des fonctionnaires supérieurs et des négociateurs. Monsieur le président, avant que vous ajourniez la séance, je propose que nous annexions le mémoire de M. Rowan aux délibérations de ce jour?

**Le président:** Est-ce convenu?

**Des voix:** Convenu.

(Pour le texte, voir l'appendice p. 12A:1)

**Le président:** Monsieur Rowan, nous avons eu cet après-midi une discussion stimulante et intéressante sur une foule de sujets: le processus, la politique, les attitudes, les relations fédérale-provinciale, la péréquation, et je pense que nous avons aussi effleuré l'alinéation de l'Ouest. Cette discussion sera très utile aux membres du Comité. Vous nous avez, par vos réponses, fourni de précieux renseignements. Au nom du Comité, je vous remercie d'avoir accepté notre invitation.



[Text]

**Mr. Rowan:** Thank you, Mr. Chairman. I truly appreciate the invitation.

**The Chairman:** I should mention, honourable senators, that our next meeting will be on Tuesday, June 5, in Calgary, commencing at 2.30 p.m. at the Palliser Hotel. The witnesses will be from IPAC, the Independent Petroleum Association of Canada. The meeting is adjourned.

The committee adjourned.

[Traduction]

**M. Rowan:** Merci, monsieur le président. Votre invitation m'a fait grand plaisir.

**Le président:** Honorables sénateurs, notre prochaine réunion aura lieu à 14 h 30, le mardi 5 juin à l'Hôtel Palliser, à Calgary. Notre témoin sera l'APIC, l'Association Pétrolière Indépendante du Canada. La séance est levée.

Le Comité s'ajourne.



## APPENDIX "12-A"

SUBMISSION BY  
MALCOLM ROWAN  
PRESIDENT AND CHIEF EXECUTIVE  
OFFICER  
ONTARIO ENERGY CORPORATION  
TO  
THE STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

OTTAWA, ONTARIO

Thursday, May 31, 1984

## CONTENTS

Executive Summary  
The Ontario Energy Corporation  
Ontario's Energy Policy  
Cost-benefit Analysis of Limited Value  
Fairness: The Key Issue  
Natural Resource Ownership  
The NEP: Directionally Correct  
Need for Bridge-building  
Canadianization  
Private and Public Ownership  
Self-sufficiency  
Frontier or Western Basin  
Incentives  
Fiscal Measures and Revenue-sharing

*Executive Summary*

This submission looks at the National Energy Program (NEP) from a quite different perspective than most others made to the Senate Committee.

It asserts that a cost-benefit approach to national energy policy has limited usefulness. An evaluation of the NEP cannot be divorced from an understanding of and agreement on the kind of country we want, the kind of country we think we have, what we hope we can achieve, or which part of Canada we define as our emotional home.

Many in the producing regions see energy policy rooted in political partiality and, consequently, in unfairness. It is difficult to analyze fairness in the Canadian Confederation in isolation from the further issue of equalization. Although all agree that equalization continues as an urgent issue, many do not agree to its relevance to oil and gas revenues.

The Constitution vests resource ownership in the provinces. What does provincial ownership connote? The producing provinces do not accept that petroleum is different in principle to

## APPENDICE «12-A»

MÉMOIRE PRÉSENTÉ PAR  
MALCOLM ROWAN  
PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL DE  
L'ONTARIO ENERGY CORPORATION  
AU  
COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES  
NATURELLES

OTTAWA (ONTARIO)

Le jeudi 31 mai 1984

## TABLE DES MATIÈRES

Abrégé  
L'Ontario Energy Corporation  
Politique énergétique de l'Ontario  
Valeur limitée de l'analyse coûts-avantages  
Équité: la question clé  
Propriété des ressources naturelles  
Le PEN: Une orientation juste  
Besoin de rétablir le contact  
Canadianisation  
Appartenance privée et publique  
Auto-suffisance  
Bassin frontalier ou bassin de l'Ouest  
Incitations  
Mesures fiscales et partage des recettes

*Abrégé*

Le présent mémoire examine le Programme énergétique national (PEN) sous un tout autre angle que la plupart des autres exposés présentés au Comité sénatorial.

Il affirme que la méthode de rentabilité coût bénéfice adoptée en matière de politique énergétique nationale présente des avantages limités. Une évaluation du PEN ne peut être dissociée d'une compréhension et d'un accord relativement au genre de pays que nous voulons, que nous pensons avoir à l'heure actuelle et que nous espérons réaliser, et du sentiment patriotique qui nous anime envers telle ou telle autre partie du Canada.

Beaucoup de ceux qui habitent les régions productrices considèrent que la politique énergétique est étroitement empreinte de partialité politique et en conséquence, qu'elle est injuste. Il est difficile d'analyser équitablement la Confédération canadienne sans tenir compte de la question connexe de la péréquation. Bien que tous conviennent que celle-ci revêt toujours un caractère d'urgence, nombreux sont ceux qui ne voient pas en quoi elle se rattacherait aux revenus pétroliers et gaziers.

La Constitution reconnaît le droit de propriété des provinces en leurs ressources. Que signifie la propriété provinciale en fait? Les provinces productrices n'acceptent pas, en principe, que le pétrole soit traité différemment des autres ressources



other natural resources. They are not satisfied that it is "fair" to attach special federal taxes to oil and gas.

The federal government operates from a different set of premises than do most others. When different understandings and premises collide, bitterness and frustration often result. In these circumstances, invoking the "national interest" is not helpful.

Pricing oil and gas has been a source of chronic inter-governmental discord.

The National Energy Program cannot be cut loose from the long history of Canada and, more specifically, from our energy policy history.

It is difficult to disagree with the stated objectives of the National Energy Program. It is easy to understand. It is unequivocal and comprehensive. It states very succinctly that it is changing the rules and that it assumes there will be different winners and losers. It is hardly surprising that this inspired complaints—previous winners were winners no longer.

Given the conflicting views among the principal players, there would seem to be no institution more advantageously positioned to play the role of bridge-building than is the Canadian Senate.

The submission strongly disagrees with the federal government's attitude towards its role and the implications for pluralism.

Six specific aspects of the NEP are briefly discussed: Canadianization; private and public ownership; self-sufficiency; Frontier or Western sedimentary basin; incentives; fiscal measures and revenue-sharing.

#### *The Ontario Energy Corporation*

The Ontario Energy Corporation (OEC) was established by the Government of Ontario in 1975 to invest in Ontario's energy future. Its primary goal is to establish, in conjunction with the private sector, commercial energy technology ventures and to invest in oil and gas activities.

The Corporation is a unique combination of public and private enterprise, operating like a private investment company within policy parameters established by the Government of Ontario. The OEC is responsible to an independent Board of Directors. The Minister of Energy is the sole shareholder.

Its corporate mission is to assist in the pursuit of a more secure energy future for Ontario through innovative, catalytic and leadership energy investments.

The Act which created the Ontario Energy Corporation defines its mandate in precise terms:

- "To invest or otherwise participate in energy projects throughout Canada, or elsewhere, to:
- enhance the availability of energy in Ontario;
- stimulate exploration for and the development of sources of energy;
- stimulate expansion of the capability to produce energy;

naturelles. Elles estiment injuste d'imposer des taxes fédérales spéciales sur le pétrole et le gaz naturel.

Le gouvernement fédéral part d'un ensemble de prémisses différents de celles qu'adoptent la plupart des autres paliers de gouvernement. Lorsque des interprétations des principes divergents se heurtent, il en résulte souvent de l'amertume et de la frustration. Dans ces circonstances, il ne sert à rien d'invoquer «l'intérêt national».

L'établissement du prix du pétrole et du gaz a été sans cesse une source de désaccord entre les gouvernements.

Le programme énergétique national ne peut être dissocié de la longue histoire du Canada, et plus particulièrement, de notre histoire concernant la politique énergétique.

Il est difficile de n'être pas d'accord avec les objectifs avoués du programme. C'est facile à comprendre. C'est un programme d'ensemble non équivoque. Il énonce très succinctement que les règles seront modifiées et qu'il y aura vraisemblablement différents gagnants et perdants. Il est à peine étonnant que des plaintes aient surgi: les anciens gagnants ne l'étaient plus.

Étant donné les points de vue contradictoires des principaux intervenants, il semble qu'aucune institution ne soit plus avantageusement placée que le Sénat canadien pour les concilier.

Notre mémoire s'oppose fermement à l'attitude adoptée par le gouvernement fédéral quant à son rôle et aux conséquences du pluralisme.

Six aspects précis du PEN sont brièvement discutés. La canadienisation, la propriété publique et privée; l'autarcie; les bassins sédimentaires frontaliers ou de l'Ouest; les mesures incitatives; les mesures fiscales et le partage des revenus.

#### *L'Ontario Energy Corporation*

L'Ontario Energy Corporation (OEC) a été créée par le gouvernement de l'Ontario en 1975 pour investir dans l'avenir énergétique de l'Ontario. Son but premier est d'établir, conjointement avec le secteur privé, des entreprises commerciales de technologies énergétiques et d'investir dans les activités pétrolières et gazières.

La Corporation participe de façon tout à fait particulière, de l'entreprise publique et privée. Elle fonctionne comme une société d'investissement privée, selon des paramètres politiques établis par le gouvernement de l'Ontario. L'OEC rend compte à un conseil d'administration indépendant. Le ministère de l'Énergie en est le seul actionnaire.

Se mission sociale consiste à mieux assurer l'avenir énergétique de l'Ontario au moyen d'investissements féconds marqués au coin de l'innovation et de l'esprit d'entreprise.

La Loi qui a créé l'Ontario Energy Corporation définit son mandat en termes précis:

- «Investir ou participer autrement à des projets énergétiques dans tout le Canada ou ailleurs en vue:
- d'accroître les ressources énergétiques de l'Ontario;
- de stimuler la prospection et la mise en valeur des sources d'énergie;
- de stimuler l'expansion de la capacité de production énergétique;

- encourage investment in energy projects and the effective use of financial, human and other resources in energy projects;
- encourage the development of processes and equipment that will avoid the wasteful use of energy, and that will minimize harm to the environment.”

Mr. Chairman and Honourable Senators,

I appreciate the opportunity to visit with you this afternoon.

Although I will relate to some of the concerns of oil and gas consuming provinces—of which Ontario is one of ten—I do not consider myself positioned to act as a spokesman for the Government of Ontario. I have a background in energy policy from my six years as Deputy Minister of Energy in Ontario. However, I am here today as the President and Chief Executive Officer of the Ontario Energy Corporation, an enterprise that has involved me in the production side of synthetic oil in Alberta and in joint ventures in oil and gas exploration in Alberta, the Beaufort, the East Coast and the Arctic Islands.

I do not propose to undertake an evaluation of the National Energy Program from an exclusively consumer point of view nor, for that matter, from a producer perspective. Instead, my objective is to view the NEP from a quite different perspective to that of the majority of the people who have so far appeared before you.

#### *Ontario's Energy Policy*

Well before the advent of the National Energy Program, successive Ontario Governments have been concerned and preoccupied with the necessity of ensuring a secure supply of energy for its citizens and industries at a cost over which it had some measure of discretion and management control; this Ontario energy policy mindset can be traced back to the beginning of the century and the opting of the Whitney Government for public power. For close to eight decades Ontario Hydro, over which the Ontario Government had a measure of supply and price influence, has been a source of energy and a major energy player in the Ontario economy.

A common thread that inter-relates Ontario's energy attitudes over this period is an unfailing inclination toward ensuring an energy supply for the people of Ontario and a strong desire for some ability to influence energy cost. This is understandable. Ontario lacks major indigenous sources of energy upon which to ensure supply security and predictable prices. Ontario is a buyer of hydrocarbons. It can never afford to forget that it must maintain secure relations with its sources of supply.

Indeed, probably no government in Canada was as alert as was Ontario to the hazards of the changing world oil situation in the early 1970's. In the March 1971 Speech from the Throne, concern was expressed with respect to the changing

- d'encourager les investissements dans des projets énergétiques et l'utilisation efficace des ressources financières, humaines et autres dans ces projets;
- d'encourager la mise au point de procédés et d'équipement qui permettront d'éviter le gaspillage de l'énergie, et qui réduiront au minimum les dégâts causés à l'environnement».

Monsieur le président, honorables sénateurs

Je vous sais infiniment gré de m'avoir offert l'occasion de vous rendre visite cet après-midi.

Même si je partage quelques-unes des inquiétudes que ressentent les dix provinces consommatrices de pétrole et de gaz naturel—dont l'Ontario fait partie—je ne me considère personnellement pas autorisé à me faire le porte-parole du gouvernement de l'Ontario. J'ai bien acquis une certaine expérience de la politique énergétique au cours des six années où j'ai été sous-ministre de l'Énergie de l'Ontario. Toutefois, je suis ici aujourd'hui à titre de président directeur général de l'Ontario Energy Corporation, entreprise à laquelle je dois d'avoir activement pris part au domaine de la production de pétrole synthétique en Alberta et dans des entreprises conjointes d'exploration pétrolière et gazière en Alberta, dans la mer de Beaufort, sur la côte est et dans les Îles arctiques.

Je ne me propose pas d'entreprendre ici une évaluation du programme énergétique national exclusivement du point de vue du consommateur ni, en fait, d'exposer le point de vue des producteurs. J'ai plutôt l'intention d'aborder le PEN dans une perspective tout à fait différente de celle de la majorité des personnes qui ont déjà comparu devant vous.

#### *Politique énergétique de l'Ontario*

Bien avant l'adoption du Programme énergétique national, les gouvernements successifs de l'Ontario étaient convaincus de la nécessité d'assurer aux citoyens et industries de la province un approvisionnement sûr d'énergie à un coût sur lequel ils pouvaient exercer un certain droit de regard et de gestion; on peut retracer cette politique énergétique ontarienne au début du siècle alors que le gouvernement Whitney optait pour l'établissement de l'énergie. Pendant près de huit décennies l'Hydro Ontario, sur lequel le gouvernement ontarien pouvait exercer une certaine influence sur le plan des approvisionnements et des prix, a constitué une source d'énergie en plus d'être un important intervenant en matière d'énergie dans l'économie ontarienne.

Le désir inébranlable d'assurer pour la population de l'Ontario un approvisionnement énergétique et d'acquérir une certaine capacité d'influencer les coûts de l'énergie constitue la trame des efforts énergétiques de la province, et c'est compréhensible. L'Ontario manque d'importantes sources indigènes d'énergie qui pourraient lui assurer un approvisionnement sûr et des prix prévisibles. L'Ontario est un acheteur d'hydrocarbures. Il ne peut jamais se permettre d'oublier qu'il doit maintenir des relations sûres avec ses sources d'approvisionnement.

En effet, probablement aucun gouvernement du Canada n'a été aussi conscient des vicissitudes de la situation pétrolière mondiale chageante du débuts des années 70 que ne le fut l'Ontario. En mars 1971, le Discours du trône, faisait expressé-



world energy environment. Premier Davis initiated two parallel energy investigations. Task Force Hydro examined the role and place of electrical power in Ontario. The Advisory Committee on Energy, which was more global, evaluated Ontario's perspective requirements for energy and estimated availability and affordability: in a sober counsel to the Ontario Government it warned that "energy policy will be of major significance to the Government of Ontario in the coming decade" and that "the era of abundant and cheap energy is ending".

In early 1972, Premier Davis charged the Honourable Darcy McKeough with the drafting of a framework for energy policy in Ontario. The resulting policy document fitted together a coherent set of energy initiatives for Ontario for a period in which high prices and tight supply were correctly anticipated. Ontario's adaptation to the prospectively changing oil world, in fact, was more or less defined some months before the outbreak of the Yom Kippur War in October 1973.

On June 1, 1973, Premier Davis tabled the McKeough Report and detailed Ontario's proposed policies. He confirmed the historic set of Ontario energy policy objectives designed to ensure the following:

- (i) adequate supplies of energy,
- (ii) secure sources and ensured energy supplies, and
- (iii) energy at a reasonable price.

It is appropriate to consider the use of the word reasonable. Any suggestion it equates with cheap misses the point. It means, in effect, manageable. It means that Ontario must never be placed in a position, if it is even partly avoidable, of permitting all control related to its supply, security and price of energy to pass to another. As the McKeough Report commented, "... Energy pricing is an important issue for the Government because of its fundamental relationship to aggregate rates of economic development and standards of living within the province ...". Ontario, in other words, has an energy vulnerability. It is conscious of a hazard if that vulnerability is not properly managed. And part of that management is to ensure energy at a reasonable price—energy costs with which Ontario can still live and grow.

If reasonableness in the Ontario energy price lexicon was simply an alternative phrase for cheap, Ontario might properly be accused of having been unrealistic in its price attitude and expectations. However, the fact is that, since 1973, the price of oil and gas to Ontario consumers has multiplied many times. The NEP visualized much greater increases than have occurred. But Ontario still found this reasonable because it was manageable: Ontario has adapted time and again as energy prices have escalated. The absolute level of price is

ment état de l'évolution de la situation énergétique mondiale. Le premier ministre Davis lançait alors deux enquêtes parallèles sur l'énergie. La Task Force Hydro examinait le rôle de l'énergie électrique en Ontario et la place qu'elle y occupe. Le Advisory Committee on Energy, qui était plus global, évaluait quant à lui les besoins énergétiques et les disponibilités à venir de la province ainsi que la possibilité d'y faire face économiquement, après y avoir mûrement réfléchi le Comité avertissait le gouvernement de l'Ontario qu'il devra accorder à sa politique énergétique toute son attention au cours de la prochaine décennie et que «l'ère de l'énergie abondante à bon marché tirait à sa fin».

Au début de 1972, le premier Davis chargeait l'honorable Darcy McKeough de rédiger un programme cadre visant la politique énergétique en Ontario. Le document qui en est résulté mettait en place un ensemble cohérent d'initiatives énergétiques pour l'Ontario pour une période à l'égard de laquelle on avait prévu fort justement d'ailleurs, des prix élevés et un resserrement des approvisionnements. En fait, l'adaptation de l'Ontario à la situation pétrolière mondiale en constante évolution avait été plus ou moins définie quelques mois avant le déclenchement de la Guerre du Yom Kippour en octobre 1973.

Le 1<sup>er</sup> juin 1973, le premier ministre Davis déposait le rapport McKeough et exposait en détails la politique qu'il se proposait d'appliquer en Ontario. Il avait confirmé le contexte historique des objectifs de la politique énergétique de l'Ontario conçue pour assurer ce qui suit:

- i) un approvisionnement adéquat en énergie,
- ii) des sources et un approvisionnement d'énergie assurés et
- iii) de l'énergie à un prix raisonnable.

Il convient de se demander ce que l'on entend par un prix raisonnable. Ceux qui croient qu'on veut parler de l'énergie à bon marché font erreur. On entend par là de l'énergie à un prix acceptable. En d'autres mots, l'Ontario doit, dans la mesure du possible éviter de se placer dans une situation où le droit de regard sur son approvisionnement et sa sécurité en énergie ainsi que sur le prix de cette énergie passe à d'autres instances. Comme le faisait remarquer le rapport McKeough... l'établissement des prix de l'énergie revêt une grande importance pour le gouvernement en raison de sa relation étroite avec le rythme général de la croissance économique et le niveau de vie des habitants de la province... » (traduction libre). En d'autres termes, l'Ontario est vulnérable en ce qui touche l'énergie. Elle est consciente du danger que cela représenterait si elle ne pouvait plus contenir cette vulnérabilité. Pour empêcher que cela puisse se produire, il faut qu'elle s'assure de pouvoir s'approvisionner en énergie à un prix raisonnable, c'est-à-dire à un prix qui puisse permettre à l'Ontario de continuer à vivre et à prospérer.

Si le lexique des prix de l'énergie de l'Ontario faisait du mot raisonnable un synonyme de bon marché, on pourrait accuser l'Ontario d'avoir fait preuve d'irréalisme dans ses attentes et son attitude à l'égard des prix. Il n'en demeure pas moins que le prix du pétrole et du gaz en Ontario a augmenté de façon vertigineuse depuis 1973? Le PEN prévoyait des augmentations encore plus importantes que celles qui se sont produites, mais l'Ontario avait jugé que ces augmentations ont été raisonnables parce qu'elle ne l'ont pas placée dans une situation inte-



obviously important, but the ability to anticipate levels and temper trends—not to lose management control of its own economy—has been, for decades, a principal Ontario energy policy objective.

This is perfectly rational. No Ontario Government can represent the interests of its electors and ignore the availability and cost of the energy needed to power the province's commercial and industrial plants. Can Ontario ensure the accomplishment of this purpose as a consequence of being part of a federal state—a set of relationships that means it must contribute but from which, in parallel, it can draw? One would like to think so, but there are problems. Clearly, no government in a producing province can represent the interests of its electors and ignore the magnitude of the revenues that flow back to the public and the private sectors within its own jurisdiction. Regional difference is inherent: the fossil fuels are in one region and the principal energy deficit area is in another. This bears very directly on the relationship of energy and the regional tensions of the past decade and more. It obviously bears upon the task you have set yourselves of evaluating the National Energy Program.

#### *Cost-benefit Analysis of Limited Value*

You have invited comments on four areas. A number of persons have responded and, directly or indirectly, counselled you as to what ought to be done. I suggest it would not be particularly useful for me to re-enforce or seek to amend these ideas. Nor does my background incline toward the oil and gas numbers game. In my view, a cost-benefit approach to national energy policy—of which the NEP is an important component—has limited usefulness. The insights you seek and the solutions desired are unlikely to be found in a quantitative analysis of the costs and benefits of the NEP.

Cost-benefit analysis becomes particularly relevant when a decision must be made between a pair of defined alternatives. It is critical to the routing of a highway or a railroad track. But conventional cost-benefit analysis can scarcely be related to one's view of Canada. I personally would have the greatest difficulty in attributing a cost and estimating a benefit and striking a balance that would, for example, dictate the value of Canadianization of the oil and gas industry. So would most Canadians. In matters such as these, we are greatly influenced by subjective, non-economic considerations. An evaluation of the NEP cannot be divorced from an understanding of and agreement on the kind of country we want, the kind of country we think we have, what we hope we can achieve, or which part of Canada we define as our emotional home.

In short, statistical costs and benefits are unhelpful if conclusions have been pre-determined by a set of cultural values, by regional attitudes, or by different premises. Consider one

nable: L'Ontario s'est adaptée à plus d'une fois à l'escalade des prix de l'énergie. Le niveau absolu des prix importe certes, mais depuis plusieurs décennies, l'un des principaux objectifs de la politique énergétique de l'Ontario n'a-t-il pas été de prévoir les augmentations de prix et de tempérer les tendances à la hausse de manière à ne pas perdre le contrôle de la gestion de sa propre économie?

Ce raisonnement est parfaitement rationnel. Aucun gouvernement ontarien ne peut prétendre représenter les intérêts de ses électeurs s'il ne tient pas compte de la disponibilité et du coût de l'énergie nécessaire pour alimenter ses usines commerciales et industrielles. Le fait que l'Ontario soit membre d'une fédération, ce qui lui impose certains devoirs, mais lui donne également des droits, peut-il lui permettre d'atteindre cet objectif? On aimerait croire que oui, mais certains problèmes se posent. Le gouvernement d'une province productrice ne peut évidemment pas prétendre représenter les intérêts de ses électeurs si elle ne tient pas compte de l'importance des revenus dont profitent les secteurs public et privé relevant de sa compétence. Les différences régionales sont inévitables puisque les combustibles fossiles se trouvent dans une région donnée alors que les autres parties du pays accusent un déficit au plan énergétique. Cela explique que les tensions régionales qui se sont manifestées au cours de la dernière décennie, et avant même cette époque, aient une relation directe avec la question de l'énergie. Il faudra naturellement en tenir compte dans votre évaluation du programme énergétique national.

#### *Valeur limitée de l'analyse coûts-avantages*

Vous avez demandé qu'on vous soumette des observations dans quatre domaines. Un certain nombre de personnes l'ont déjà fait et vous ont conseillé directement ou indirectement sur ce qui devrait être fait. Je crois qu'il ne serait pas très utile que j'essaie de renforcer ces idées ou de les modifier. Rien ne me porte non plus à essayer de tirer profit des statistiques sur le pétrole et le gaz. À mon avis, il ne sert vraiment pas à grand-chose d'analyser les coûts-avantages de la politique énergétique nationale dont le PEN constitue un élément important. L'analyse quantitative des coûts et avantages du PEN a peu de chances de faire ressortir les solutions et les renseignements que vous désirez obtenir.

Cette analyse est pertinente lorsqu'il faut faire un choix entre deux solutions données. Elle est tout à fait essentielle lorsqu'il s'agit de déterminer le parcours d'une autoroute ou d'une voie ferrée. Mais la méthode traditionnelle de l'analyse des coûts et des avantages ne convient pas quand il s'agit d'évaluer une certaine vision du Canada. J'aurais moi-même beaucoup de mal à établir le coût et les avantages que présente la canadianisation de l'industrie pétrolière et gazières. Il en serait de même pour la plupart des Canadiens. Dans des questions de ce genre, nous nous laissons influencer par des considérations subjectives non économiques. On ne peut pas procéder à une évaluation du PEN sans se demander quel genre de pays nous voulons, quel genre de pays croyons-nous avoir, ce que nous espérons accomplir et quelle partie du Canada nous considérons comme notre véritable chez-nous.

En bref, rien ne sert d'établir de façon statistique quels sont les coûts et les avantages du programme si nos conclusions dépendent de valeurs culturelles, d'attitudes régionales ou

individual who is pro-Canadianization, another who is indifferent. Consider one individual who favours public ownership of oil companies, another who is indifferent, a third who is actively hostile. Consider one who argues for the entrepreneurial vigor of the small company, another the efficiency in resource use of the large company. In none of these instances will the evidence adduced in a cost-benefit analysis likely results in the merging of opposing views or, in most cases, in even a marginal amendment of either point of view.

I suggest one must always come back to one's view of Canada. All probably would agree that Canada is different things to different regions.

The perspective I seek to bring to your Committee is, I believe, the natural habitat of the politician—it is the management of values not of numbers—it is the building of consensus and good will, not of balance sheets.

That lays on your collective desks a gargantuan task. You seek responses with respect to four issues. Fair enough. But evaluated from what or which perspective? Regional tension was worsened because the NEP was seen to have delivered prizes and penalties. Winners were seen to be gratified and losers frustrated. But who are the winners? Who are the losers? Domestic oil and gas prices have greatly increased over the past decade. Therefore, the producing provinces are winners? But prices have been held below world levels? So the producers and the producing provinces are losers? Should, in fact, domestic prices have tracked those contrived OPEC levels? They weren't allowed to the obvious benefit of the consuming regions and consumers? Well, isn't a strengthened industrial centre of benefit to the western region, a weaker one a contributor to western economic weakness? Each writes a different answer and the result is negative. What is the economic cost of alienation—of tension between members of the family in Confederation?

### *Fairness: The Key Issue*

These, I assume, are issues that concern us all. You may decide they deserve a few minutes of thought. It is well established that many in the producing regions see energy policy rooted in political partiality and, consequently, unfairness. I suggest that when we are considering national policy design, this consideration moves us into the whole issue of *fairness*—a word and a concept that is the recurring theme of the NEP. *Fairness* is defined by the authors of the NEP as "achieving an equitable sharing of energy benefits and burdens among Canadians". Nobody can have trouble with the definition, but is it satisfied by the NEP? Further, who is qualified to make a final judgement? *Fairness* is ordinarily thought to result from a dispassionate negotiation or the decisions of outside, disinterested persons. Can *fairness* be individually defined and unilaterally imposed? Vis-à-vis oil and gas it is an issue that

d'autres prémisses. Par exemple, il se peut qu'une personne soit en faveur de la canadienisation tandis qu'une autre soit indifférente au sujet. Ou alors prenons l'exemple d'une personne qui appuie la nationalisation des sociétés pétrolières, d'une autre que la chose laisse indifférente et d'une troisième qui y est farouchement opposée. Ensuite il y a la personne qui défend la vigueur de l'esprit d'entreprise qui anime les petites sociétés et celle qui ne jure que par les économies d'échelle qu'il est possible de réaliser dans une grande société. Les résultats qui peuvent découler d'une analyse coûts-avantages ne risquent guère d'amener ces personnes à partager toutes le même point de vue ni même à modifier légèrement leur position.

A mon avis, tout dépend de la conception qu'on se fait du Canada. Personne ne contestera le fait que chaque région voit sans doute le Canada sous un angle différent.

La chose dont j'aimerais convaincre le comité est que le rôle de l'homme politique se situe au plan des valeurs et non des chiffres et sa fonction est de susciter l'établissement d'un consensus et de faire naître la bonne volonté et non de dresser des bilans comptables.

Vous voilà donc investis d'une tâche gigantesque. Vous voulez obtenir des réponses à quatre questions fondamentales. Parfait. Mais dans quelle perspective vous placez-vous? Les tensions régionales se sont accentuées parce qu'on a considéré que le PEN avantagé certaines régions et en désavantageait d'autres. Les gagnants se sont félicités de leur bonne chance et les perdants ont dû subir de la frustration. Qui sont ces gagnants? Et qui sont ces perdants? Les prix intérieurs du pétrole et du gaz ont grandement augmenté au cours de la dernière décennie. On pourrait donc considérer que les provinces productrices ont été gagnantes. Mais les prix se sont maintenus en-deçà des niveaux mondiaux. On pourrait donc dire que les producteurs et les provinces productrices ont perdu quelque chose. Aurait-il fallu que les prix intérieurs suivent ceux, artificiellement élevés, imposés par l'OPEP? Le gouvernement n'a pas permis que cela se produise et ce sont les régions consommatrices et les consommateurs eux-mêmes qui en ont profité. Or, le bien-être de l'Ouest ne dépend-il pas de la santé économique du centre industriel du pays? Selon la région d'origine, chacun répond à sa façon et le résultat est négatif. Quel est le prix économique du sentiment d'aliénation et des tensions qui affligent les membres de la Confédération?

### *Équité: la question clé*

Je présume que ces questions nous intéressent tous. Peut-être méritent-elles qu'on s'y arrête quelques instants. Je ne vous apprendrai rien en vous disant qu'un bon nombre d'habitants des régions productrices estiment que la politique énergétique est entachée de partialité politique et qu'elle est donc inéquitable. A mon avis, lorsqu'on veut concevoir une politique nationale, on est amené à s'interroger sur le principe même de l'*équité*, qui est le leitmotiv de tout le programme énergétique national. Les auteurs de PEN définissent l'*équité* comme le partage équitable entre tous les Canadiens des avantages comme des charges liés à l'énergie. Personne ne trouve à redire à cette définition, mais le PEN respecte-t-il cet objectif? Mais qui, en fin de compte, est qualifié pour en juger? L'*équité* est d'ordinaire le résultat de négociations calmes et de décisions prises par des tierces parties impartiales et objectives. L'*équité*



demands the concentrated attention of Canadians and, I respectfully suggest, invites the close attention of this Committee.

The answer of those in the petroleum industry and the producing provinces is predictable within reasonably narrow parameters. That doesn't mean it is wrong. The attitude of principal consuming regions can also be predicted. That doesn't mean it is wrong either. However, objectively, both cannot be wholly right.

Surely a conclusion as to whether a view-point is right or wrong, in this context, bears directly on how one views Canada. For example, should the principles of Rowell-Sirois be jettisoned? It is difficult to analyze *fairness* in the Canadian Confederation in isolation from the further issue of equalization. There is little question that the regional concentration of oil and gas, especially when coupled with abrupt increases in prices, has had the effect of seriously distorting the relative fiscal capability of different provinces to provide an equal level of services to its citizens while maintaining a more or less comparable tax level. For decades equalization has been a clear Canadian commitment and an accepted principle. No province opposes it and, indeed all strongly support it. However, hydrocarbons are a depleting resource. Producing provinces hold the view that the large petroleum revenues may be of relatively short duration. There is disagreement and uncertainty as to the most appropriate process for the sharing of the regional gain related to the hydrocarbon resources. Although all agree that equalization continues as an urgent issue many do not agree to its relevance to oil and gas revenues.

### *Natural Resource Ownership*

There is another issue that is clearly related. The Constitution vests resource ownership in the provinces. What does provincial ownership connote? The NEP says that oil and natural gas are "unique" resources, a suggestion that invites policies specific to the one resource sector. This "uniqueness" is used to justify federal taxation and pricing arrangements for oil and gas that are not applicable to other natural resource sectors. The producing provinces do not accept that petroleum is different in principle to other natural resources. They are not satisfied that it is "fair" to attach special federal taxes to oil and gas.

Moreover, the federal government operates from a different set of premises than do most others. It starts from the assumption that it has at least two basic functions:

1. to set certain standards for the nation as a whole, for example, in health care; and
2. to distribute or re-allocate wealth from one region to another, as appropriate.

From this latter function comes a view that natural resources are "owned" by all Canadians not just some Cana-

diens. peut-elle être définie individuellement et imposée unilatéralement? En matière de ressources pétrolières et gazières, c'est une question que doivent se poser tous les Canadiens et à laquelle je recommande humblement au Comité de s'intéresser.

La réponse de l'industrie pétrolière et des provinces productrices est assez prévisible, ce qui ne signifie pas qu'elles aient tort. Il est également facile de prédire l'attitude des principales régions consommatrices, ce qui ne veut pas dire non plus qu'elles soient dans l'erreur. On ne peut toutefois soutenir objectivement que les deux aient absolument raison.

Tort ou raison, tout dépend ici de la vision qu'on se fait du Canada. Ainsi, faudrait-il renoncer aux principes proposés par la Commission Rowell-Sirois? Il est difficile d'analyser la question de l'équité dans la confédération canadienne sans tenir compte de celle de la péréquation. Il est évident que le fait que le pétrole et le gaz soient concentrés dans certaines régions, particulièrement lorsqu'on tient compte des augmentations abruptes du prix de l'énergie, a perturbé les recettes fiscales des provinces et leur capacité d'offrir un niveau égal de services à leurs citoyens tout en maintenant les impôts à un niveau comparable. Le principe de la péréquation a été généralement accepté au Canada pendant des décennies. Aucune province ne s'y oppose et, toutes l'ont appuyé. Les hydrocarbures sont toutefois une ressource non renouvelable. Les provinces productrices estiment qu'elles ne tireront pas très longtemps de grosses recettes de leurs ressources pétrolières. Tous les intéressés ne s'entendent pas sur la façon dont il convient de partager les avantages que tirent certaines régions de leurs ressources en hydrocarbures. Même si toutes les provinces conviennent que la péréquation reste essentielle, nombre d'entre elles croient que ce principe ne s'applique pas aux recettes pétrolières et gazières.

### *Propriété des ressources naturelles*

Une autre question est clairement liée à celle de l'équité. D'après la Constitution, les ressources naturelles des provinces leur appartiennent. Mais qu'est-ce que cela sous-entend? Le PEN affirme que le pétrole et le gaz naturel sont des ressources «uniques», ce qui expliquerait que des politiques précises soient adoptées pour ce secteur des ressources et c'est ce qui justifie les politiques fiscales et les ententes sur l'établissement des prix qui s'appliquent pour le gaz naturel et le pétrole alors que ce n'est pas le cas pour d'autres ressources naturelles. Les provinces productrices n'acceptent pas que l'on considère le pétrole comme une ressource différente des autres ressources naturelles. A leur avis, il n'est pas «équitable» d'imposer des taxes fédérales spéciales sur le gaz et le pétrole.

En outre, le gouvernement fédéral part des prémisses qui sont tout à fait différentes de celles des provinces. Il prend pour hypothèse qu'il est investi d'au moins deux fonctions de base:

1. Déterminer les normes qui doivent s'appliquer dans l'ensemble du pays comme dans le domaine de la santé; et
2. Répartir de façon équitable les richesses du pays ou les redistribuer selon les besoins.

De cette dernière responsabilité se dégage la notion voulant que les ressources naturelles appartiennent à tous les Cana-



ans and, therefore, the federal government has a right to a "share" of those resources on behalf of all Canadians.

That federal view of its function and the implications for resource ownership may indeed be "in the best interest" of Canada, but it isn't the view or interpretation of the law that some regions have. Saying it should be so doesn't make it so.

The federal government can get its own way in most things: if it believes strongly enough about something, it is likely to have its way in the long run. When different understandings and premises collide, bitterness and frustration often result. In these circumstances, invoking the "national interest" is not helpful.

The NEP can be seen as a federal mindset. It is an example of how intergovernmental relations can be redefined.

Pricing oil and gas, for example, has been a source of chronic intergovernmental discord. The national government and the consuming provinces have insisted that the cartel-determined international price is not an appropriate benchmark.

What, then, are acceptable criteria?

There is an obvious issue of *fairness* when we have Canadian producers having to sell to Canadian buyers at a price and on terms of trade that are determined or greatly influenced by a democratically-elected central government in which, as Westerners frequently point out, they are out-numbered. Whether this Western concern is valid is not the issue. I do suggest, though, that perception is reality in politics.

On the other hand, Ontario spokesmen cite the fact that, from 1961 to 1973, the province could not move crude oil across the so-called Borden Line (roughly the Ottawa River) and so could not buy its refinery feedstock on the slightly cheaper world market. Why? The U.S. did not permit the Alberta industry ready access to its market and surpluses mounted in western Canada. The market in Canada to the west of the Ottawa River was reserved in the interests of moving to market western Canadian surplus production. Presumably this was done, not for the benefit of Ontario, but in the "national interest".

Did this create a precedent? Did Canadians in one region of Canada bear added costs related to oil and gas produced by Canadians in other regions? Many in Ontario have said so. Albertans compare the returns in 1961 to 1973 to the "costs" since 1973. They find the suggestion unacceptable.

In my subjective view, it should be assumed that the Borden Line precedent bore some relationship to the fact that, on September 4, 1973, a month before the outbreak of the Yom Kippur War, Prime Minister Pierre Elliott Trudeau "requested" the oil companies not to raise the price of their domestically

diens et non à certains d'entre eux seulement et que le gouvernement fédéral a le droit d'en détenir une part au nom de tous les Canadiens.

Cette idée que le gouvernement fédéral se fait de ses responsabilités et les conséquences qui découlent de la propriété des ressources sont peut-être «dans le meilleur d'intérêt» du Canada mais elles ne correspondent pas au point de vue à l'interprétation de la loi de certaines régions. La réalité n'est pas toujours ce qu'elle devrait être.

Le gouvernement fédéral obtient généralement ce qu'il désire: S'il y met les efforts voulus, il obtient d'ordinaire à long terme les résultats voulus. Ses points de vue et ses convictions qui se heurtent entraînent généralement de la frustration et de l'amertume. Dans ces circonstances, le fait d'invoquer «l'intérêt national» n'améliore pas les choses.

On peut considérer le PEN comme une idée fixe du gouvernement fédéral. C'est un exemple de la façon dont les relations intergouvernementales peuvent être redéfinies.

L'établissement du prix du gaz naturel et du pétrole, par exemple, a constitué une source chronique de mésentente entre les gouvernements. Le gouvernement national et les provinces consommatrices soutiennent que le prix international fixé par les cartels ne constitue pas un prix de référence adéquat.

Qu'est ce qu'il faut donc considérer comme un critère acceptable?

La question de l'équité se pose naturellement lorsque les producteurs canadiens doivent vendre aux acheteurs canadiens à un prix et selon les modalités déterminés en grande partie par un gouvernement central démocratiquement élu au sein duquel les habitants de l'Ouest ne sont pas très bien représentés, comme ils le soulignent eux-mêmes. Que ce souci manifesté par l'Ouest soit justifié ou non, là n'est pas la question. Je n'en pense pas moins qu'en politique, l'impression et la réalité se confondent.

D'autre part, les porte-parole de l'Ontario signalent que de 1961 à 1973, la province ne pouvait pas acheminer le pétrole brut à travers la prétendue ligne Borden (située plus ou moins sur le parcours de la rivière d'Ottawa) ce qui l'empêchait de se procurer sur un marché mondial un peu plus avantageux les charges d'alimentation pour ses raffineries. Pourquoi? Parce que les États-Unis ne donnaient pas à l'industrie Albertaine libre accès à son marché et que les surplus s'accumulaient dans l'Ouest du Canada. Le marché canadien situé à l'Ouest de la rivière des Outaouais servait à écouler le surplus de production de l'Ouest canadien, présumément dans l'intérêt «national» plutôt qu'au profit de l'Ontario.

Un précédent s'est-il ainsi créé? La population d'une région du Canada a-t-elle eu à supporter les coûts additionnels du pétrole et du gaz produits par d'autres régions? Beaucoup en Ontario ont prétendu que c'était bien le cas. Comparant les recettes encaissées de 1961 à 1973 aux «frais de production» depuis 1973, les Albertains trouvent cette proposition inacceptable.

A mon avis, il faudrait postuler un certain rapport de consistance entre le précédent de la ligne Borden et le fait que, le 4 octobre 1973, soit un mois avant la guerre du Yom Kippour n'éclate, le premier ministre Pierre Elliott Trudeau a «demandé» aux sociétés pétrolières de ne pas relever le prix du

produced crude oil. The companies, predictably enough, fell in line.

This, I suggest to you, was the seminal oil and gas policy initiative to which, in varying degrees, can be related to virtually every principal subsequent oil and gas policy initiative.

Canada was an exporter of crude oil in 1973. On September 13, the Government of Canada announced its decision to impose a special tax on each barrel of exported crude oil.

The freezing of the price of crude oil automatically wiped out the Borden Line: the relative level of price on the two sides of the Line was reversed. Domestic crude at this time was some \$3.80 a barrel while imports were \$10.00 a barrel. Those to the east of the Line could scarcely be expected to pay the escalating world price while the remainder of Canada bought at a lower, fixed price.

So was born the Import Compensation Program.

The public policy in Canada had become a "made in Canada" price before the end of 1973. In the multi-billion dollar oil and gas industry this involved gigantic fiscal transfers. Low-priced domestic crude, the price well below international levels, was "rolled in" with the imported crude. Canadian consumers, consequently, have paid and decreasingly continue to pay a lower price for their oil products than was being paid on the international market.

The stated purpose has always been to serve the "national interest". That, inevitably in turn, is defined according to subjective judgements. It, again, cannot be defined in isolation from a view of Canada.

The National Energy Program cannot be cut loose from the long history of Canada and, more specifically, from our energy policy history. In very large part, it was a drawing together of previous policies into a single statement. The fiscal regime and incentives were new. So was the process for Canadianization. Most of the rest was a restatement and elaboration of historic policy. It has evolved and is still evolving. Some of its original rough edges have been smoothed and there is the prospect of further smoothing. There has been a change for the better in Ottawa's attitude but it is to be seen whether that attitudinal change is deep-seated. I fear not.

Consider the history of the approach to crude oil self-sufficiency. It may not be inappropriate to remind ourselves that on December 6, 1973, Prime Minister Trudeau announced that, as a component of a new national oil policy, domestic self-sufficiency was to be attained before the end of the decade—the decade that ended four years ago.

In 1976 the policy was altered. The objective became self-reliance: the policy assumed we were prepared to tolerate some production shortfall as long as we were able to gain needed

pétrole brut extrait au Canada. Les sociétés pétrolières, comme on pouvait s'en douter, se sont rendues à cette demande.

Ce rudiment de politique constituée, à mon avis, l'origine de toutes les politiques formulées ultérieurement sur le pétrole et le gaz.

Le Canada était un exportateur de pétrole brut, en 1973. Le 13 septembre, le gouvernement du Canada annonçait l'imposition d'une taxe spéciale sur chaque baril de pétrole brut exporté.

Le gel du prix du pétrole brut faisait disparaître, du fait même, la ligne Borden, intervertissant les niveaux des prix de part et d'autre de cette ligne. Le prix du pétrole brut canadien était à ce moment-là d'environ 3 80 \$ alors que le baril du pétrole importé s'élevait à 10 \$. On ne pouvait vraiment pas s'attendre à ce que les gens situés à l'est de cette ligne paient le prix mondial, qui était à la hausse alors que la population du reste du Canada achète le pétrole à un prix fixe et moindre que le prix mondial.

Ce fut l'origine du Programme d'indemnités visant les importations de pétrole et de produits pétroliers.

Déjà avant la fin de 1973, le prix établi par le gouvernement était devenu un prix intérieur, ce qui, dans l'industrie multimilliardaire du pétrole et du gaz, entraînait de gigantesques transferts fiscaux. Le prix peu élevé du pétrole brut canadien, qui était bien inférieur au prix mondial, a été amalgamé au prix du brut importé et l'on a établi une moyenne. Les consommateurs canadiens ont donc payé, et continuent de payer pour leurs produits pétroliers, un prix moins élevé que le prix international mais qui va en augmentant.

L'objectif déclaré a toujours été de servir «les intérêts nationaux», dont l'appréciation est inévitablement subjective, et que, d'autre part, on ne saurait définir, sans tenir compte du Canada dans son ensemble.

Le programme énergétique national ne saurait être détaché de la longue histoire du Canada et, plus particulièrement, de sa politique énergétique, qui résultait en grande partie d'une refonte des politiques énergétiques antérieures. Les mesures et les incitations fiscales étaient nouvelles, mais le processus de canadianisation l'était aussi. Le reste constituait en grande partie une remise au point et une élaboration d'une politique qui était bien connue mais qui avait évolué et qui évolue encore. Quelques-unes des premières difficultés ont été surmontées et nous entendons bien continuer en ce sens. Ottawa a apporté à son attitude d'heureuses modifications mais il reste à savoir si ce changement est définitif. Je crains fort qu'il ne le soit pas.

Voyons un peu comment on a, par le passé, approché la question de l'autosuffisance en pétrole brut. Souvenons-nous que, le 6 décembre 1973, le premier ministre Trudeau avait annoncé que l'autosuffisance nationale constituait un élément de la nouvelle politique nationale sur le pétrole qu'il fallait atteindre avant la fin de la décennie, c'est-à-dire celle qui a pris fin il y a quatre ans.

En 1976, cette politique a été modifiée, l'indépendance étant devenue l'objectif à atteindre: c'est-à-dire que nous étions disposés à tolérer certaines défaillances de la production, dans la mesure où nous pouvions compter sur des ressources supplé-



incremental supplies from secure sources. In 1980 self-sufficiency again became the objective of national policy.

#### *The NEP: Directionally Correct*

It is difficult to disagree with the stated objectives of the National Energy Program. Perhaps one's view is coloured in that the principal price and supply purposes are not inconsistent with Ontario's three historic objectives for energy policy to which I have already made reference—security of supply, adequacy of supply and reasonableness of price. The NEP did permit consumers to plan on the basis of a predictable price. It did address the Ontario concern with respect to the reliability and adequacy of needed fossil fuel supplies. It did maintain an essential consistency with Ontario's long term-stated price objectives. Nothing that has happened has altered Ontario's base position. This set of purposes will surely continue as the core of Ontario's energy policy attitude.

The National Energy Program is easy to understand. It is unequivocal and comprehensive. It states very succinctly that it is changing the rules and that it assumes there will be different winners and losers. It is hardly surprising that this inspired complaints—previous winners are winners no longer.

The difficulty is less with the NEP's general direction than with some of its premises and attitudes of its creators. It was read by some as a raid on the resources of Alberta. Whether or not this perception is valid, the 1981 Alberta embargo indicates that the political ground was not well prepared. Another important effect was a significant redistribution of power toward the federal government—the reverse of a trend that was greatly desired in Western Canada. Some consuming provinces, equally, consider they have a role to play in national energy policy-making—an area from which they have been effectively excluded for the past five or more years.

#### *Need for Bridge-building*

A consequence is an urgent need for bridge-building between the regions of Canada. Given the conflicting views among the principal players, there would seem to be no institution more advantageously positioned to play this role than is the Canadian Senate.

As you are more aware than I, one of the original purposes of the Senate was to represent the regions of Canada. The emotional fallout that has resulted from the NEP surely is an indicator that this role continues to be crucial. What is the appropriate way for the rules to be changed in a confederated state in which regions possess varying—even conflicting—interests and differing cultures?

I suggest that a route to this role is to think about the National Energy Program as an example of good public policy—directionally correct, but imperfect. The federal government took unto itself the sole responsibility to define Canada's energy policy and failed to manage well the trade-

mentaires provenant de sources sûres. En 1980, l'autosuffisance est redevenue l'objectif de la politique nationale.

#### *Le PEN: Une orientation juste*

Il est difficile de disconvenir des objectifs déclarés du programme énergétique national. L'opinion que l'on se fait en est peut-être nuancée en ce sens que les grands objectifs qu'il vise pour le prix et l'approvisionnement concordent avec les trois objectifs que l'Ontario a toujours énoncés dans sa politique énergétique et dont j'ai déjà fait allusion, c'est-à-dire la sécurité, la suffisance de l'approvisionnement et l'acceptabilité du prix. La PEN a bien permis au consommateur de planifier, en lui procurant des prix prévisibles. Elle allégeait de ce fait les préoccupations que l'Ontario éprouvait à l'égard de la fiabilité et de la suffisance des approvisionnements en combustibles fossiles. Elle assurait une essentielle compatibilité avec les objectifs déclarés de longue date par l'Ontario concernant les prix. Rien n'est venu modifier la position fondamentale de l'Ontario et cette orientation générale continuera sans doute à constituer le cœur de sa politique énergétique.

Le programme énergétique national est facile à comprendre. Il est clair et d'une grande portée. Il énonce avec beaucoup de concision, qu'il change les règles et qu'il y aura de nouveaux gagnants et de nouveaux perdants. On comprend facilement qu'il ait fait des mécontents—les gagnants d'hier ne le sont plus aujourd'hui.

La difficulté provient moins de l'orientation générale de la PEN que des prémisses et des attitudes de ceux qui l'ont imprimée. Certains y ont vu un raid sur les ressources de l'Alberta. Quelle que soit la valeur de cette façon de voir, l'embargo albertain de 1981 démontre que le terrain politique avait été mal préparé. Cette politique a eu pour autre effet important d'accroître considérablement les pouvoirs du gouvernement fédéral dans ce domaine, résultat qui est tout l'opposé d'une tendance ardemment souhaitée dans l'Ouest canadien. Certaines provinces consommatrices estiment qu'elles ont également un rôle à jouer dans l'élaboration de la politique énergétique nationale, domaine dont elles ont été efficacement exclues au cours des quelque cinq dernières années.

#### *Besoin de rétablir le contact*

Il découle de tout cela un urgent besoin de rétablir le contact entre les diverses régions du Canada. Considérant les vues opposées des principaux intéressés, il semble que le Sénat soit le plus en mesure de jouer ce rôle avantageusement.

Vous savez aussi bien que moi que le Sénat s'est fixé comme objectif principal de représenter les régions du Canada. Les conséquences émotives du PEN indiquent hors de tout doute que ce rôle conserve une importance cruciale. Quelle est la meilleure façon de modifier le cours des choses dans un état confédéré multiculturel dont les intérêts régionaux sont divergents, voire opposés?

Je suggère que l'on pourrait à ces fins envisager le programme énergétique national comme un exemple de bonne politique gouvernementale, proprement orientée mais imparfaite. Le gouvernement fédéral a assumé seul la responsabilité de définir une politique énergétique pour tout le Canada, mais



offs among competing interests. It is easy to be critical. That I wish to avoid. However, I strongly disagree with the federal government's attitude towards its role and the implications for pluralism. I have already discussed this at some length under the heading of fairness. If bridges are to be built between the regions of Canada, this issue of fairness must be successfully addressed.

I now propose to touch briefly on half a dozen specifics of the NEP. I have chosen these because they are, I suggest, central to the NEP.

#### *Canadianization*

I share with a majority of Canadians a desire for Canadianization of the petroleum industry. Fairness must still apply. My own perception of what is and is not fair brings me down against the 25 per cent Crown share as now designed. However, the objective of steadily increasing ownership and control of Canada's petroleum resources by Canadians is, in my view, worthy.

#### *Private and Public Ownership*

I am in favour of both. The public company, like the private, must be efficient in the use of resources and must provide service. But assuming this is done, an important gain in knowledge and sensitivity to the needs of the industry flows from public sector involvement in the petroleum industry. This, in my view, is worth the price of admission.

#### *Self-sufficiency*

Security of supply has always been a principal Ontario concern. There is nothing in the external oil supply world to ease this concern. I consider self-sufficiency from domestic sources to be a reasonable goal.

#### *Frontier or Western Basin*

There is criticism of the extent of federal inclination toward the frontier. However, in my view, there is great merit in the knowledge of the extent of our resources. The current program should be allowed to run its normal course until it terminates at the end of 1986. As that date approaches, policy should be evaluated in the light of current domestic and offshore energy supply circumstances and the degree of exploratory success achieved.

#### *Incentives*

The grant route, as distinct from the taxation incentive, bears very directly on Canadianization, particularly on the Canada Lands. This is desirable. What is much less desirable is the fact that the decision to give grants or withhold them is centrally taken, tends to be subjective and further centralizes decision-making in Canada. There are, inevitably, difficult trade-offs.

il n'a pas réussi à bien équilibrer les intérêts particuliers des parties intéressées. Il est facile de critiquer et je m'en garderai bien. Cependant, je n'approuve pas du tout l'attitude manifestée par le gouvernement fédéral envers le rôle qu'il doit assumer dans le contexte pluraliste qui caractérise le Canada. J'en ai déjà parlé assez longuement au chapitre de l'équité. On ne saurait relier les diverses régions du Canada, sans régler d'abord définitivement cette question d'équité.

Je me propose maintenant de dire un mot sur cinq ou six composantes du PEN, que j'ai choisies parce qu'elles se situent selon moi au cœur même de ce programme.

#### *Canadianisation*

J'espère, comme la majorité des Canadiens, en la canadianisation de l'industrie du pétrole. Mais l'équité doit régner. Mon sentiment sur ce point me porte à m'opposer à la part de 25 p. 100 que la Couronne s'attribue actuellement. Toutefois, l'objectif d'augmenter progressivement l'appartenance des ressources pétrolifères et leur contrôle par les Canadiens me semble indiqué.

#### *Appartenance privée et publique*

Je suis en faveur de l'une et l'autre. La société publique doit, tout comme la privée, se montrer efficace dans l'utilisation des ressources et doit assurer le service prévu. La participation du secteur public à l'industrie pétrolière apporte à cette industrie une foule de connaissances techniques et une science des besoins, qui, à mon avis, justifient bien son intervention.

#### *Auto-suffisance*

La sécurité de l'approvisionnement a toujours été la préoccupation principale de l'Ontario et rien dans l'approvisionnement mondial de pétrole ne viendra la dissiper totalement. Je considère que l'auto-suffisance, par les ressources nationales, est un but raisonnable.

#### *Bassin frontalier ou bassin de l'Ouest*

On critique la préférence marquée du fédéral pour le bassin frontalier. Toutefois, j'estime qu'il est très important de connaître l'étendue de nos ressources. Il faudrait permettre au programme actuel de se dérouler normalement jusqu'à sa conclusion, fin de 1986. A mesure que cette date approche, la révision de la politique s'imposera, en regard des possibilités actuelles d'approvisionnement énergétique intérieure et au large et du succès obtenu jusqu'ici dans les explorations.

#### *Incitations*

Quant aux mesures d'incitation, la voie des subventions, qui est distincte de celle des mesures d'incitation fiscales, exerce par sa vertu incitative un effet très net sur la canadianisation. Cet effet est souhaitable. Ce qui l'est moins, c'est de prendre à Ottawa, une décision de verser des subventions qui risque d'être subjective et qui centralise encore plus le processus de prise de décision au Canada. Il y a, c'est inévitable, des échanges qui sont difficiles à faire.

*Fiscal Measures and Revenue-sharing*

The issue of the allocation and sharing of the funds that result from oil and gas production cannot be separated from the issue of equalization. Nor, I presume to suggest, is it entirely insulated from the issue of the implications of the ownership of natural resources. The Constitution is explicit that the resources belong to the provinces. It also gives to the federal government taking powers only limited by stated exceptions. You may wish to consider just what "ownership" in this sense connotes.

A very careful Ontario point of view was written into the record by Premier Davis in a statement in August 1979. This is what he said:

"... it is my hope that what we say regarding oil prices and development, energy security and economic and fiscal policy reflects national circumstances and will assist all parties in finding cooperative and national solutions."

"As we enter the 1980's, it is vital that Canada frame a working consensus on energy matters that has eluded us in this decade. Equally important, it is urgent to understand and address oil pricing as not simply an issue between buyers and sellers..."

We have not attained that national consensus and the 1980's are already half gone. It may not be too late.

*Mesures fiscales et partage des recettes*

La question de l'allocation et du partage des fonds provenant de la production du pétrole et du gaz ne peut être isolée de celle des égalisations. Elle n'est pas non plus, je suppose, distincte de celle des répercussions de l'appartenance des ressources naturelles. La Constitution stipule explicitement que les ressources naturelles appartiennent aux provinces. Elle confère aussi au gouvernement fédéral le pouvoir de taxation qui n'est limité que par un certain nombre d'exceptions désignées. Vous serez peut-être intéressé de connaître exactement ce qu'il faut entendre par « appartenance », eut égard à ces restrictions.

Le Premier ministre Davis a donné une vue très prudente de l'Ontario, dans sa déclaration d'août 1979. Voici ses paroles:

«... j'espère que ce que nous disons au sujet des prix et de l'exploitation du pétrole, de la sécurité énergétique et de la politique économique et fiscale, reflète la situation nationale et aidera toutes les parties concernées à atteindre des solutions collectives et nationales».

«Au début des années 1980, il est essentiel que le Canada atteigne, au sujet des questions énergétiques, un consensus de travail que nous n'avons pas su réaliser au cours de la présente décennie. Il importe aussi, il est même urgent, de ne pas voir ou considérer la fixation des prix du pétrole, simplement comme une question entre acheteurs et vendeurs...»

Nous n'avons pas encore obtenu ce consensus national et la décennie 80 est à moitié révolue. Il n'est peut-être pas trop tard.











*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

WITNESS—TÉMOIN

*From the Ontario Energy Corporation:*  
Mr. Malcolm Rowan, President.

*De l'Ontario Energy Corporation:*  
M. Malcolm Rowan, président.





Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, June 5, 1984  
Calgary, Alberta

Le mardi 5 juin 1984  
Calgary, Alberta

Issue No. 13

Fascicule n° 13

Eleventh Proceedings on:

Onzième fascicule concernant:

The National Energy Program

Le Programme énergétique national

WITNESSES:  
(See back cover)

TÉMOINS:  
(Voir à l'endos)

STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| or Roblin   | or Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings  
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| ou Roblin   | ou Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

## Corrections

## Issue No. 5

## Text

Page 5:17: fourth line, third paragraph, *NEB* replaces "NEP".

Page 5:20: fourteenth line, fifth paragraph, insert *If you* after the quotation mark; *do* replaces "Do".

Page 5:20: fifteenth line, fifth paragraph, , *you* replaces ".You".

Page 5:24: second line, first paragraph, *1982* replaces "1983".

Page 5:28: last line, third paragraph, *-based* replaces "station".

Page 5:28: fourth line, ninth paragraph, add , *vinylchloride* *is* after the word "instance"; delete "in".

Page 5:30: second line, fourth paragraph, *co-* replaces "coal".

## Corrections

## Fascicule n° 5

## Traduction

Page 5:17: quatrième ligne, troisième paragraphe, *l'ONÉ* remplace «le PEN».

Page 5:20: quatorzième ligne, cinquième paragraphe, insérer *Si vous* après les guillemets; *ne* remplace «Ne».

Page 5:20: quinzième ligne, cinquième paragraphe, , *vous* remplace «. Vous».

Page 5:24: deuxième ligne, premier paragraphe, *1982* remplace «1983».

Page 5:28: dernière ligne, troisième paragraphe, *et à coup sûr l'industrie du gaz* remplace «l'industrie des stations service fonctionnera, elle, à coup sûr».

Page 5:28: quatrième ligne, neuvième paragraphe, insérer *le vinylchloride*, après «exemple,».

Page 5:30: insérer *et simultanée* après «maximale»; *associés* remplace «du charbon».



**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Thursday, February 23, 1984:

“With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by  
the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to review all aspects of  
the National Energy Program, including its effects on  
energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place  
to place within Canada for the purposes of this review;  
and

That the Committee be empowered to engage the ser-  
vices of such counsel and technical, clerical and other per-  
sonnel as may be required for the above-mentioned pur-  
pose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.”

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février  
1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les  
aspects du Programme énergétique national, y compris ses  
répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour  
les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du per-  
sonnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir  
besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, JUNE 5, 1984  
(19)

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day in Calgary at 2:32 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Hastings, Kelly, Kirby and Roblin. (6)

*In attendance:* From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division: Dean N. Clay, Chief and Philip DeMont, Research Assistant.

*Witnesses:*

*From the Independent Petroleum Association of Canada:*

Mr. Gwyn Morgan, President;  
Mr. Art Price, Vice President;  
Mr. John A. Howard, Vice President;  
Mr. E. Richard E. Elenko, Vice President;  
Mr. John D. Hagg, Vice President;  
Mr. Joe R. Dundas, Past President;  
Mr. John D. Porter, Managing Director;  
Mr. Steve J. Haberl, Manager, Natural Gas;  
Mr. Jock S. Poyen, Manager, Economics;  
Mr. Frank G. Ricciuti, Member of the Board of Directors;  
Mr. Joe E. Horler, Manager, Crude Oil.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840605-01 On motion of the Honourable Senator Kelly, it was agreed,—That the following documents submitted to the Committee by the Independent Petroleum Association of Canada be appended to this day's proceedings (*See Appendix "ENR-13A"*):

"IPAC Energy Policy Discussion Paper, March 23, 1984";

"A New Oil and Gas Policy for Canada: Remarks of Gwyn Morgan, President, Independent Petroleum Association of Canada, April 24, 1984—Calgary, Alberta";

"IPAC Analysis of Revenue Distribution Accruing from Crude Oil and Natural Gas"; and

"Supplementary Analysis Detailing the IPAC Energy Policy Discussion Paper, June 5, 1984".

RC840605-02 On motion of the Honourable Senator Kelly, it was agreed,—That all briefs received from individuals and organizations with respect to the National Energy Program be printed.

The witnesses made a statement and answered questions.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 5 JUIN 1984  
(19)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à Calgary à 14 h 32, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Hastings, Kelly, Kirby et Roblin. (6)

*Aussi présents:* De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherches, Division des sciences et de la technologie: M. Dean N. Clay, chef, et M. Philip DeMont, adjoint à la recherche.

*Témoins:*

*De la Independent Petroleum Association of Canada:*

M. Gwyn Morgan, président;  
M. Art Price, vice-président;  
M. John A. Howard, vice-président;  
M. E. Richard E. Elenko, vice-président;  
M. John D. Hagg, vice-président;  
M. Joe R. Dundas, ancien président;  
M. John D. Porter, directeur général;  
M. Steve J. Haberl, directeur, gaz naturel;  
M. Jock S. Poyen, directeur, économique;  
M. Frank G. Ricciuti, membre du Conseil d'administration;  
M. Joe E. Horler, directeur, pétrole brut.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, conformément à l'autorisation qu'il a reçue du Sénat le 23 février 1984.

RC840605-01 Sur motion de l'honorable sénateur Kelly, il est décidé,—Que les documents suivants qui ont été soumis au Comité par la *Independent Petroleum Association of Canada* soient annexés au procès-verbal de la réunion de ce jour (*Voir Annexe "ENR-13A"*):

«Document de discussion sur la politique énergétique de l'IPAC, le 23 mars 1984»;

«Une nouvelle politique pétrolière et gazière pour le Canada: Observations de Gwyn Morgan, président, *Independent Petroleum Association of Canada*, le 24 avril 1984—Calgary (Alberta)»;

«IPAC—Analyse de la répartition des revenus provenant du pétrole brut et du gaz naturel»; et

«Analyse supplémentaire consécutive au document de travail exposant la politique énergétique de l'IPAC, le 5 juin 1984».

RC840605-02 Sur motion de l'honorable sénateur Kelly, il est décidé,—Que tous les mémoires déposés par des particuliers et des organismes sur le Programme énergétique national soient imprimés.

Les témoins font chacun une déclaration et répondent aux questions.

At 3:38 p.m., the Committee adjourned for a brief period and at 3:59 p.m., the sitting was resumed.

At 5:03 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

A 15 h 38, le Comité suspend ses travaux pour les reprendre à 15 h 59.

A 17 h 03, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation de la présidence.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*



## EVIDENCE

Calgary, Tuesday, June 5, 1984

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 2:30 p.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings (Chairman)** in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, as a senator from Calgary, and as chairman of this committee, may I extend to you a cordial welcome to the City of Calgary. This is our first meeting outside Ottawa. In this environment and in these surroundings, I hope, we will find profitable this meeting with the officials of the Independent Petroleum Association of Canada, who are our witnesses this afternoon. This meeting is being held as the last of our present series of meetings. We felt it important to have on record the views of IPAC before we proceed in due course to the second series of meetings, which will be with the provincial governments and the public.

You will appreciate that at this particular time we are unable to establish a firm working schedule, in view of the events that are transpiring in Ottawa, the results of which will unfold in due course. Our original work schedule called for us to finish in November, but in view of these events everything is being held in abeyance at the present time. We will be meeting right after the convention in Ottawa, to plan a summer work schedule and set a new target date.

We continue today our examination of the National Energy Program. The witnesses from the Independent Petroleum Association of Canada are led by Mr. Gwyn Morgan and Mr. John Porter.

Just before calling on Mr. Porter to introduce the delegation from IPAC, there is some committee business we should attend to, honourable senators. You have before you a motion to append to the proceedings of these meetings all briefs received by the Committee. There is a second motion to append to today's proceedings the energy discussion policy paper by IPAC, an address by Mr. Morgan, an analysis of revenue distribution dated today and a supplementary analysis dated today. Will someone move those motions, please.

**Senator Kelly:** I so move.

**Hon. Senators:** Agreed.

(For texts of papers, see Appendix "ENR-13A", p. 13A:1)

**The Chairman:** I now call on Mr. John Porter, managing director of the Independent Petroleum Association of Canada.

**Mr. John Porter, Managing Director, Independent Petroleum Association of Canada:** Thank you, Mr. Chairman. In our delegation this afternoon are Mr. Gwyn Morgan, president of IPAC and president of AEC, Alberta Energy Company Oil and Gas Limited; Mr. Dundas, the immediate past president of the Association and president and chief operating officer of Roxy Petroleum; Mr. John Howard, vice-president

## TÉMOIGNAGES

Calgary, le mardi 5 juin 1984

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 14 h 30 pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, ainsi que ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings (président)** occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, en tant que sénateur de Calgary et président du Comité, je désire vous souhaiter la bienvenue à Calgary. C'est la première réunion que nous tenons à l'extérieur d'Ottawa et j'espère que nous aurons des entretiens fructueux avec les représentants de la Independent Petroleum Association of Canada, que nous entendrons cet après-midi. Cette rencontre est la dernière de la série actuelle de réunions. Nous estimons qu'il était important d'obtenir le point de vue de l'Association avant de commencer la deuxième série d'audiences que nous tiendrons avec les représentants des gouvernements provinciaux et les membres du public.

Vous conviendrez qu'il nous est impossible, à ce moment-ci, d'établir un calendrier fixe, étant donné les événements qui se déroulent à Ottawa ces jours-ci. D'après notre calendrier original, nous devrions nous acquitter de notre mandat en novembre; toutefois, compte tenu de la situation actuelle, tout est en suspens pour le moment et nous nous réunirons immédiatement après la convention à Ottawa pour établir un calendrier pour l'été et fixer une nouvelle date cible.

Nous poursuivons aujourd'hui notre examen du Programme énergétique national. Les représentants de la Independent Petroleum Association of Canada sont dirigés par MM. Gwyn Morgan et John Porter.

Avant de demander à M. Porter de nous présenter la délégation de l'IPAC, il y a certaines questions que nous devons régler, honorables sénateurs. Vous avez devant vous une motion qui vise à annexer tous les mémoires que le Comité a reçus aux procès-verbaux de ces réunions. Il y a également une seconde motion qui vise à annexer au compte rendu de la séance de ce jour, l'énoncé de principes de l'IPAC sur la politique énergétique, un discours prononcé par M. Morgan, une analyse de la répartition des revenus et une analyse supplémentaire, en date d'aujourd'hui. Puis-je avoir une proposition en ce sens?

**Le sénateur Kelly:** J'en fais une proposition.

**Des voix:** Adoptée.

(Voir Appendice «ENR-13A», p. 13A:1)

**Le président:** Je demanderai maintenant à M. John Porter, directeur général de la Independent Petroleum Association of Canada, de prendre la parole.

**M. John Porter, directeur général, Independent Petroleum Association of Canada:** Merci, monsieur le président. Je voudrais, cet après-midi, vous présenter M. Gwyn Morgan, président de l'IPAC et de l'AEC, Alberta Energy Company Oil and Gas Limited; M. Dundas, ancien président immédiat de l'Association, et président et chef de l'exploitation de Roxy Petroleum; M. John Howard, vice-président de l'Association et

[Text]

of the Association and president of Aberford Resources Ltd.; Mr. Elenko, also a vice-president of the Association and president of Mannville Oil & Gas Ltd.; Mr. Hagg, vice-president of IPAC, and chairman of the board of Northstar Resources; Mr. Poyen, manager of economics; Mr. Haberl, manager of natural gas; Mr. Ricciuti, Director of IPAC, and, last but not least, Mr. Horler, manager of crude oil for the Association. Those, sir, are your witnesses for this afternoon's proceedings.

**The Chairman:** Thank you. Would you proceed, Mr. Morgan.

**Mr. Gwyn Morgan, President, Independent Petroleum Association of Canada, President, Alberta Energy Company Oil and Gas:** Thank you, Mr. Chairman and members of the committee. First, I want to express IPAC's appreciation for your seeing us here in Calgary today; it is especially convenient for us and we really appreciate your taking the time and giving us this opportunity to be heard in this first round.

IPAC represents the independent sector of the Canadian oil and gas exploration and production industry. We represent over 200 exploration and production companies. They range in size from very small companies, started in recent years by Canadian entrepreneurs who moved into the oil and gas business, to almost the largest companies in our country, including Dome and Husky. So we represent a wide spectrum of companies. You can appreciate that many of our companies are run by Canadians whose entrepreneurial talents are the very foundation of the oil and gas industry in this country, because it is those small companies that grow into larger ones over time; and the history of Dome and others is an example of that. Some 70 percent of our members have a Canadian ownership rating of 75 percent or more, so we tend to represent not only the independent sector but almost all of the Canadian sector of the industry.

In 1983 IPAC initiated the drilling of about 60 percent of all exploratory and development wells in the Western Canadian sedimentary basin. We also have 139 associate members whose job it is to provide materials and services to our industry; and we have four special members who are primarily engaged in the transmission of oil and gas.

Honourable senators, ever since the initiation of the National Energy Program in October of 1980, IPAC has consistently taken the position that the objectives of the program are laudable; that the objectives of fairness, security of crude oil supply and Canadianization are something that none of us take any issue with. Unfortunately, we have also consistently taken the position that the strategies and methodology structuring the National Energy Program are inconsistent with achieving those objectives. We do not believe that it is fair taxation regime; we do not believe it has any chance of accomplishing its objectives.

One thing that may not be evident to everyone, although it has become more evident in recent times, is that the independent sector, which is largely the Canadian-owned sector of the

[Traduction]

président de la société Aberford Resources Ltd.; M. Elenko, également vice-président de l'Association et président de la société Manville Oil & Gas Ltd.; M. Hagg, vice-président de l'IPAC et président du conseil d'administration de la société Northstar Resources; M. Poyen, directeur de l'économie; M. Haberl, responsable du gaz naturel; M. Ricciuti, directeur de l'IPAC et enfin, M. Horler, responsable du pétrole brut pour l'Association. Voilà, monsieur le président, les témoins qui comparaitront devant vous cet après-midi.

**Le président:** Merci. Monsieur Morgan, vous avez la parole.

**M. Gwyn Morgan, président, Independent Petroleum Association of Canada, président, Alberta Energy Company Oil and Gas:** Merci, monsieur le président et membres du Comité. Je voudrais tout d'abord, au nom de l'IPAC, vous remercier de nous avoir rencontrés aujourd'hui, ici à Calgary. Cela nous convient tout à fait et nous vous sommes reconnaissants de nous donner l'occasion de témoigner devant vous lors de cette première série de réunions.

L'IPAC représente le secteur indépendant de l'industrie de la production et de la prospection pétrolière et gazière du Canada. Notre association compte plus de 200 entreprises de prospection et de production, allant des plus petites entreprises créées au cours des dernières années par des entrepreneurs canadiens qui se sont intégrés au marché pétrolier et gazier, jusqu'aux grandes entreprises de notre pays, y compris Dome et Husky. Nous représentons donc toute une gamme d'entreprises. Vous savez sans doute que bon nombre d'entre elles sont exploitées par des Canadiens dont l'esprit d'entreprise constitue le fondement même de notre industrie pétrolière et gazière, car ce sont en effet ces petites sociétés qui se transforment en grandes entreprises au fil des ans. L'exemple de Dome et d'autres sociétés le prouve. Environ 70 p. 100 de nos membres possèdent une participation canadienne de 75 p. 100 ou plus, de sorte que nous représentons non seulement le secteur indépendant, mais également tout le secteur canadien de l'industrie.

En 1983, l'IPAC a entrepris le forage d'environ 60 p. 100 de tous les puits d'exploration et de développement situés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Nous avons aussi 139 membres associés qui fournissent des matériaux et des services à notre industrie, ainsi que quatre membres qui s'occupent principalement de l'acheminement du pétrole et du gaz.

Honorables sénateurs, je peux vous dire que, depuis la mise sur pied du Programme énergétique national en octobre 1980, l'IPAC a toujours soutenu que les objectifs du Programme étaient louables. Nous n'avons rien à dire au sujet des objectifs d'équité, de sécurité des approvisionnements de pétrole brut et de canadianisation. Mais nous avons aussi toujours soutenu que les stratégies et les mécanismes qui sous-tendent le Programme énergétique national ne favorisaient aucunement la réalisation de ces objectifs. Nous ne croyons pas que le Programme définisse un régime fiscal équitable ni qu'il permette, en fait, d'atteindre les objectifs fixés.

Un des facteurs qui n'est peut-être pas évident aux yeux de tous mais qui s'est imposé de plus en plus au cours des dernières années, c'est que le secteur indépendant, qui représente



*[Text]*

industry, has really been more devastated by the National Energy Program than any other sector of the business. That is rather ironic, because the National Energy Program was purportedly designed to help the companies that are in that position. The fact is simply that it has not, and I will go into the reasons why in a moment. Not only have our producing members had great difficulty in recent years, but even the 139 companies that provide services, such as drilling services and other similar types of services for the companies, have in many cases been even more affected because they feel the slow-down of mainstream activity immediately, whereas most oil and gas companies at least have some cash flow that they can continue to live on for a time, pending a change in policy or improved fortunes.

What are the fundamental failings of the National Energy Program? Well, I don't wish to go into great detail on this, but there are a few that I think are worth highlighting. First of all, the National Energy Program set up an incredibly complicated system of taxes and grants intended to direct industry investment on the basis of government policy and bureaucratic direction, rather than on the basis of economic realities and economic justification. This is the failing which struck most directly at the heart of the innovative and entrepreneurial spirit which drives the independent sector of our industry.

The Canadian oil and gas industry, at least in the private sector, was founded by people who went out and convinced investors that they knew enough about the business, that they were worth taking a risk on, that they could go out and find the oil and gas and make a profit for those who entrusted the money to them in the first place. That is what it is all about, that is how the oil and gas industry started, and how new companies get started, and it is how almost every one of our members got started. So this takes an entrepreneurial spirit, it takes a sense of drive, it takes an entrepreneurialism that is hard to measure and put a fence around and say, "This is how you define entrepreneurs and this is what drives them."

This intangible factor of entrepreneurialism and a bent for trying to do things and do them well has driven our industry, and we find that that is one of the things the National Energy Program has taken away. The National Energy Program is heavily structured and has many bureaucratic and complex elements to it, as well as many opportunities for government direction, so that you tend to be directed towards trying to achieve a maximization of things like grants and other factors instead of doing what you would do in the normal competitive business environment—as we, in the oil and gas industry, have done for years, and did very successfully on a strong basis prior to 1980. I would like to emphasize, Mr. Chairman, that the aspect of entrepreneurialism and the nature of the average oil company president in our business requires that kind of sense of ability to do things and do them well without the government telling us exactly how they should be done.

Secondly, the National Energy Program taxed gross revenues rather than profits and set up a sharing of those gross revenues based on revenue projections that have proven in

*[Traduction]*

essentiellement la composante canadienne de l'industrie, a été plus durement touché par le Programme énergétique national que n'importe quel autre secteur. C'est plutôt ironique, parce que le Programme énergétique national a été conçu précisément dans le but d'aider ce secteur. Toutefois, il ne l'a pas fait et je vous en donnerai les raisons dans quelques minutes. Nos sociétés productrices ont non seulement éprouvé beaucoup de difficultés au cours des dernières années, mais les 139 entreprises chargées de fournir des services de forage et d'autres services de ce genre ont, dans de nombreux cas, été beaucoup plus touchées parce qu'elles ont immédiatement ressenti les effets du ralentissement de l'activité générale alors que la plupart des sociétés pétrolières et gazières possédaient au moins les liquidités voulues pour survivre pendant quelque temps, jusqu'à ce que la politique soit modifiée ou que leur situation financière s'améliore.

Quelles sont les principales lacunes du Programme énergétique national? Eh bien, sans vouloir entrer dans les détails, je crois que certains facteurs méritent d'être soulignés. Premièrement, le Programme énergétique national a établi un système d'imposition et de subvention incroyablement compliqué dont l'objectif consiste à orienter l'investissement dans l'industrie en fonction des politiques gouvernementales et des directives administratives plutôt que des réalités économiques. C'est cette lacune qui a le plus directement frappé au cœur de l'esprit d'entreprise et d'innovation qui anime le secteur indépendant de notre industrie.

L'industrie gazière et pétrolière du Canada, du moins dans le secteur privé, a été formée par des gens qui ont déployé de nombreux efforts en vue d'essayer de convaincre les investisseurs qu'ils connaissaient très bien le milieu, qu'il valaient le risque, qu'ils pouvaient trouver du pétrole et du gaz et réaliser des profits pour ceux qui avaient eu suffisamment confiance en eux. Voilà ce dont il s'agit, et voilà comment l'industrie pétrolière et gazière, les nouvelles sociétés et la plupart de nos membres ont débuté dans ce milieu. Il faut un esprit d'entreprise, un dynamisme qu'il est difficile de cerner, tout comme il est difficile de définir un entrepreneur et les sentiments qui l'anime.

Cet esprit d'entreprise intangible et la volonté de bien faire les choses ont toujours animé notre industrie et nous sommes d'avis que c'est un des éléments que le Programme énergétique national nous a enlevés. Le Programme est extrêmement compliqué et contient énormément d'éléments administratifs complexes et favorise l'intervention du gouvernement dans de nombreux domaines, de manière à vous amener à tirer le maximum des subventions et autres facteurs, par exemple, au lieu de vous laisser soutenir la concurrence comme vous le feriez normalement et comme nous l'avons fait pendant des années, et avec succès avant 1980, en nous fondant sur une forte base. Je voudrais souligner, monsieur le président, que la question de l'esprit d'entreprise, du profil du président d'une société pétrolière moyenne exige que celui-ci sache bien faire les choses sans que le gouvernement ne nous dise exactement comment elles doivent être faites.

Deuxièmement, le Programme énergétique national a taxé les recettes brutes plutôt que les profits et a établi un partage de ces recettes brutes en fonction de projections de recettes



*[Text]*

hindsight to be very much in error. In fact, the original gross revenue projections were about twice what has actually occurred, and what is expected to occur because of changes in prices and changes in production, especially in natural gas. So we are in an industry where twice the amount of revenue was expected. The tax system was set up to share that revenue between government and industry, and we are now in a situation where we are left with almost precisely the same system with half as much revenue. Since we are the ones that have to take the risk, attract the capital and go out and try to find the oil and gas and produce it, we simply can't operate under that kind of remaining share system.

One thing that I would refer to that is in this package that has been handed out to you, there is a set of graphs entitled, "IPAC Analysis of Revenue Distribution Accruing to Crude Oil and Natural Gas", and if I could refer you to them at the point we could look at these items. The first graph is "Crude Oil Revenue Sharing at the Wellhead", and Mr. Chairman, can I ask that senators have that table, that bar graph, in front of them. This shows something that demonstrates the problem of taxation that I have just been talking about for what is called cheap oil, which is really old oil produced in Western Canada. You can see that the wellhead price is around \$29.53 per barrel. As you move down taking off the PGRT, the royalty, income tax, operating costs, you can see that there is a \$4.21 amount of money that is left before taxes, and the after-tax netback is really \$3.39. This isn't a return, Mr. Chairman, that in any manner at all can be called a fair distribution of income, nor one that can sustain the industry. And the bulk of oil is that type of oil. With regard to the new oil we have the same kind of analysis, clearly our returns are better, changes were made to make them better in recent times, and we feel to a large degree the new oil system is much better than the old. Nevertheless, this complex system of royalties and taxation still has great problems for the industry, and we will talk about that later.

Moving to the second page, this is entitled "Revenue Sharing From the Sale of a Litre Gasoline". We feel that this is the one that most dramatically and clearly demonstrates the revenue sharing picture under the National Energy Program. The average consumer would pay 47 cents or so, though I'm not sure exactly what the price might be today. That corresponds to about \$75 a barrel, but that includes the cost of refining and the taxes. When a consumer pays that much, you can see where the money goes; about 3 cents for dealer margin, about 8 cents for provincial sales tax, about 5 cents for downstream taxes, including the Canadian ownership charge; and 2 cents for the petroleum compensation charge; and then there is the actual cost of going through the system which is refining, marketing and distribution costs, pipeline tariffs and so on; moving down to the bottom where you see the after-tax netback of 2.1 cents a litre for the upstream sector of our business. Without getting into any more detail than that, I think that demon-

*[Traduction]*

qui, après coup, se sont révélées fausses. En fait, les premières projections de recettes brutes aboutissaient à des résultats environ deux fois plus élevés que ceux qui ont effectivement été obtenus ou qu'on prévoit obtenir, compte tenu des changements survenus au chapitre du prix et de la production, notamment dans le domaine du gaz naturel. On attend donc de notre industrie qu'elle engendre deux fois plus de recettes qu'elle ne l'a fait jusqu'ici. Le régime fiscal avait été mis sur pied dans le but de partager les recettes entre le gouvernement et l'industrie; or, si nous nous retrouvons maintenant avec quasiment le même régime, nous avons la moitié des recettes escomptées. Puisque nous sommes ceux qui doivent prendre les risques, attirer les capitaux et essayer de trouver du pétrole et du gaz pour le produire, nous ne pouvons tout simplement pas continuer à fonctionner dans le cadre de ce régime de partage.

Je voudrais entre autres, dans les documents qui vous ont été distribués, attirer votre attention sur les diagrammes intitulés: «Analyse de la répartition des revenus provenant du pétrole et du gaz naturel», que nous pourrions analyser à ce moment-ci. Le premier graphique s'intitule «Partage des revenus tirés du pétrole brut en fonction du prix au puits»; monsieur le président, je demanderais que tous les sénateurs aient ce tableau, ce diagramme devant eux. Ce tableau démontre, d'après moi, le problème auquel je viens de faire allusion, c'est-à-dire l'imposition de ce qu'on appelle le pétrole bon marché, qui est vraiment l'ancien pétrole produit dans l'Ouest canadien. Vous pouvez voir que le prix au puits est d'environ 29,53 \$ le baril. Si on soustrait la TRGC, les redevances, l'impôt sur le revenu et les frais d'exploitation, on se retrouve avec la somme de 4,21 \$ avant impôts; et les profits nets après impôt s'établissent à 3,39 \$. Cela ne constitue pas, monsieur le président, un profit que l'on peut considérer comme une juste répartition des recettes ou qui peut soutenir l'industrie. C'est ce type de pétrole qui constitue l'ensemble de nos réserves. La même analyse s'applique au nouveau pétrole; nos profits sont plus élevés, des changements ont été apportés récemment au Programme pour les améliorer, et nous estimons dans une grande mesure que le nouveau régime pétrolier est beaucoup plus efficace que l'ancien. Néanmoins, le régime complexe de redevances et d'impôts pose toujours de grands problèmes à l'industrie, ce dont nous parlerons plus tard.

Passons maintenant à la deuxième page qui s'intitule «Répartition des revenus provenant de la vente d'un litre d'essence». Nous croyons que c'est ce facteur qui illustre le plus clairement la situation concernant le partage des recettes proposé en vertu du Programme énergétique national. Le consommateur moyen paierait environ 47 cents; je ne sais pas quel serait le prix exact aujourd'hui. Cela correspond à environ 75 \$ le baril, ce qui comprend les coûts du raffinage et les taxes. Lorsque le consommateur paie un tel prix, vous voyez où va l'argent: environ 3 cents pour les profits du détaillant, environ 8 cents pour la taxe de vente provinciale, environ 5 cents pour les taxes en aval, y compris la redevance spéciale pour la canadienisation, et 2 cents pour le prélèvement d'indemnisation pétrolière; viennent ensuite les coûts réels du raffinage, de la mise en marché et de la distribution, le tarif sur les pipelines etc., pour en arriver aux profits après impôts de 2.1 cents le litre pour le secteur amont de notre industrie. Sans entrer

[Text]

strates a lot of the problems associated with the National Energy Program today.

The next page talks about what an Ontario residential or industrial consumer would pay for natural gas. By the time you work your way down, and again in the interests of time we will not go through this bar graph in any detail, you can see how vividly it illustrates the share that is available to the upstream sector of our business, the one that we represent. Clearly there is not enough to justify our investment.

I would move away from those bar graphs for now. There are additional ones provided for information, and we would be pleased to discuss them or answer questions about them. In the interests of time, I will go back to other aspects of the National Energy Program.

Another stated objective of the National Energy Program is Canadianization. We believe that the National Energy Program has demonstrated to work against Canadianization to a large degree. There was a time during the initial period of the NEP, where there were some acquisitions by Canadian companies of foreign-owned assets. This was done almost entirely by using debt financing, and the devastating effect of acquiring assets where your only capital available is debt has been vividly illustrated by the four or five companies that I am sure you are all familiar with.

We want to emphasize here that Canadianization really can only be accomplished when individual Canadians are willing to invest in the oil and gas business through a risk equity, or through common shares as I outlined earlier. Any targets that are artificially established without also the complementary aspect of enabling industry to attract that kind of equity investment, are counter-productive to Canadianization.

Over the last several years since the NEP, there have been very, very few common equity issues by oil and gas companies, they have been living on debt, and some of them are dying on debt. So there is no question that if our industry is ever to be restored to vitality—and it is fundamentally an economic industry and it creates great activity—it needs to be able to attract the risk equity. The Canadianization should be accomplished through giving Canadians an incentive to take a risk in the oil and gas business.

Mr. Chairman, those are the outlines of how we see the National Energy Program and its failings. We have been working for some time now in the industry association, with our members, to devise a new oil and gas policy for Canada. We believe that the National Energy Program is fundamentally flawed at the foundations, and that you cannot build anything new or anything lasting or anything resilient upon a foundation that is flawed. In our new oil and gas policy for Canada, that we have submitted to your committee and that you have adopted into your proceedings today, we have gone towards a new foundation root. We are looking for a completely new foundation for oil and gas policy in Canada.

The objectives of our new policy would get our industry working again by harnessing the opportunities that we have for Canadians to benefit from the oil and gas potential we have in

[Traduction]

d'avantage dans les détails, je crois que cela illustre la plupart des problèmes que pose aujourd'hui le Programme énergétique national.

La page suivante décrit la part versée par un consommateur résidentiel ou industriel de l'Ontario pour le gaz naturel. Vous pouvez voir d'après le tableau, et encore une fois, faute de temps, nous n'étudierons pas ce diagramme en détail, quelle est la part précise du secteur en amont, soit celui que nous représentons. Il est clair que cette part ne justifie pas notre participation.

Je propose que nous laissions ces diagrammes de côté pour le moment; il y en a d'autres, fournis à titre d'information, que nous serons heureux de vous expliquer. Toutefois, pour ne pas perdre trop de temps, je voudrais discuter d'autres aspects du Programme énergétique national.

Le Programme énergétique national vise un autre objectif, soit la canadienisation. Nous croyons qu'il a été prouvé que le Programme décourage la canadienisation dans une grande mesure. Après l'entrée en vigueur du PEN, un certain nombre d'entreprises canadiennes ont acheté des sociétés étrangères presque entièrement au moyen d'emprunts. Les effets dévastateurs entraînés par l'acquisition d'actifs, alors que les seuls fonds disponibles sont obtenus au moyen d'emprunts, ont été illustrés de façon précise par les quatre ou cinq sociétés que vous connaissez tous, j'en suis sûr.

Nous tenons donc à vous signaler que la canadienisation ne peut être réalisée que lorsque les Canadiens, les particuliers, sont prêts à investir dans l'industrie gazière et pétrolière en plaçant des capitaux de risque ou en achetant des actions ordinaires comme je l'ai signalé plus tôt. De plus, les objectifs qui sont fixés de façon artificielle sans permettre à l'industrie d'attirer ce genre de capital sont loin de favoriser la canadienisation.

Au cours des dernières années qui ont suivi, les sociétés pétrolières et gazières ont émis très peu d'actions ordinaires, elles se sont endettées, et certaines d'entre elles se trouvent maintenant dans une situation fort précaire. Il ne fait donc aucun doute que si nous voulons relancer notre industrie—et il s'agit fondamentalement d'une industrie très active—celle-ci doit pouvoir attirer les capitaux spéculatifs. On devrait réaliser la canadienisation en incitant les Canadiens à spéculer dans l'industrie pétrolière et gazière.

Monsieur le président, voilà la façon dont nous voyons le Programme énergétique national et ses lacunes. L'Association et ses membres s'efforcent depuis quelque temps de concevoir une nouvelle politique pétrolière et gazière pour le Canada. Nous estimons que le Programme énergétique national est défectueux à la base et qu'on ne peut bâtir rien de neuf, de durable ou de résistant à partir d'une base chancelante. Dans notre nouvelle politique pétrolière et gazière, que nous vous avons soumise et que vous avez décidé d'annexer au fascicule des délibérations de ce jour, nous avons visé à établir de nouvelles assises, objectif que nous souhaitons vivement réaliser.

Notre nouvelle politique permettrait de relancer notre industrie du fait que nous serions en mesure de saisir les occasions qui s'offrent à nous de faire bénéficier les Canadiens du poten-



*[Text]*

this country. We have a great deal of oil and gas potential both in Western Canada and in the Canadian frontier, and we have an opportunity here to utilize that as an asset, both to enhance our domestic security and our export surplus for the benefit of Canadians.

The oil and gas policy we are putting forward would recognize that conventional oil and gas supplies are falling, that we need to do everything we can to enhance them, and move the industry forward towards finding and developing new reserves. We also believe that especially in natural gas, and to a large degree in other areas such as heavy oil, we have tremendously more reserves and reserve potential than we actually need in Canada for a very long time, so we have an opportunity to expand our exports in that area, if we can get into place an enlightened oil and gas policy.

The guiding principles of our new oil and gas policy would accomplish the following objectives. First of all, our policy calls for taxation on profits rather than on gross revenues, as is the case for every other industry in the country. We are calling for a system that allows new investment, the new Canadian risk investment that I talked about earlier, to be viable before governments take their share, rather than assuming an amount of gross revenue that would be taxed or not. Obviously if there is no project there is no profit and there is nothing to share with anyone.

We are calling for royalty and taxation levels which allow fair return on new investment, allowing special consideration for the costs and risks that are inherent in the business, without the need for grants and subsidies. Our industry is one that is risky, it has a very long lead time and it needs encouragement, and all we are really asking for is a fair system where we get our money back before we pay taxes.

Our royalty and taxation proposals are straightforward, as contrasted with the complex system of the National Energy Program which rewards success rather than activity. Let me expand on that a bit. We are entrepreneurs, we invest money and try to make some profit, if we can. We are willing to risk our money; we know that we may not be successful, but we believe that the winners should be the ones who do the best. We shouldn't be afraid to see a winner do well. That is a very important part not only of the oil and gas policy, but of policy in general for getting our economy moving again, putting the incentive there for those who would be winners.

We need a program that is resilient to changing conditions. The present National Energy Program was set up on a basis of estimated revenue that was twice what actually occurred. Then the NEP did not have any real way of adapting and adjusting to those royalty and taxation levels, to those dramatic changes, and it was not resilient. We need something that is resilient,

*[Traduction]*

tiel pétrolier et gazier du pays. Ce potentiel est très élevé dans l'Ouest du Canada et dans les régions pionnières canadiennes; nous avons une occasion de l'exploiter à notre avantage, à la fois pour améliorer la sécurité de nos approvisionnements et exporter nos excédents au profit des Canadiens.

La politique pétrolière et gazière que nous proposons reconstruirait que nos approvisionnements en pétrole et en gaz classiques s'amenuisent, que nous devons faire tout notre possible pour les augmenter, et relancer l'industrie afin de découvrir et d'exploiter de nouvelles réserves. Nous estimons également que, le Canada a beaucoup plus de potentiel et de réserves de gaz naturel en particulier, et dans une grande mesure, d'autres produits tels le pétrole lourd, qu'il ne lui en faudra pour répondre à ses besoins à long terme; nous pourrions donc augmenter nos exportations dans ce secteur si nous pouvons instaurer une politique pétrolière et gazière opportune.

Les principes directeurs de notre nouvelle politique pétrolière et gazière permettraient de réaliser les objectifs suivants. Tout d'abord, notre politique vise à imposer les profits plutôt que les recettes brutes, comme c'est le cas dans toutes les autres industries du pays. Nous préconisons un régime qui permette d'effectuer de nouveaux investissements, ces nouveaux investissements de capitaux spéculatifs dont j'ai parlé plus tôt, qui soient viables avant que les gouvernements ne prennent leur part du gâteau, au lieu d'imposer les recettes brutes prévues, que l'exploitation soit rentable ou non. Bien entendu, faute de projet, il n'y aura aucun projet et rien à partager avec qui que ce soit.

Nous préconisons des niveaux de redevance et d'imposition qui permettent aux nouveaux investissements d'être suffisamment rentables, et qui tiennent particulièrement compte des frais et des risques inhérents à l'entreprise sans qu'il soit nécessaire d'accorder des subventions. Notre industrie est hasardeuse et les délais de livraison y sont longs; il faut l'encourager. Tout ce que nous demandons réellement, c'est un régime équitable nous permettant de faire nos frais avant de payer des impôts.

Nos propositions en matière de redevance et d'impôt sont simples, contrairement au régime complexe établi dans le Programme énergétique national, qui récompense le succès plutôt que l'entreprise. Permettez-moi de m'expliquer un peu mieux. Nous sommes des entrepreneurs, nous investissons de l'argent et tentons de réaliser un peu de profit. Nous sommes prêts à courir des risques; nous savons que notre entreprise ne sera peut-être pas fructueuse, mais nous estimons que les gagnants devraient être ceux qui accomplissent le meilleur travail. Nous ne devrions pas avoir peur de voir le meilleur parti l'emporter. C'est un élément très important, non seulement de la politique pétrolière et gazière, mais de la politique en général, si nous voulons relancer notre économie et offrir les stimulants nécessaires aux futurs gagnants.

Nous avons besoin d'un programme qui puisse être adapté à des conditions changeantes. Le Programme énergétique national actuel a été établi selon des prévisions d'un revenu deux fois plus élevé que celui effectivement touché. En outre, le PEN ne prévoyait aucune façon de s'adapter à ces niveaux de redevance et d'imposition, à ces changements radicaux. Nous



*[Text]*

that will live through the good times and the bad times, the high prices and the low prices, and the different interest rates and so on that may occur. If the program is not resilient to those changes, it simply is not on a good foundation. We need a program which minimizes bureaucracy and government regulation, and I talked earlier about the hamstrung feeling that the Canadian oil and gas entrepreneur feels working within the system of the NEP.

We need a policy which encourages investment, rather than directs investment. That is a pretty important statement to us as oil and gas people. We believe that encouragement and incentives is a better way of accomplishing something, rather than direction. That is fundamentally the real difference in philosophy between our policy and that of the National Energy Program.

We believe that the price of our products should be very much at an international level. In the structure of our proposed new policy, we show a way to move into international pricing without any perceptible change in the prices paid by consumers, and we get out of the tangled web of taxes and the way the money is moved around between the producer and the consumer.

So, Mr. Chairman, in essence those are the objectives of our policy to place the oil and gas developments of the future on a sound foundation. In our written submission we have provided the details of our policy. I would ask you, though, Mr. Chairman, whether having it on file and available to the members of your committee, and proceeding with a very brief outline, might be a better use of our time today than going through our policy in detail.

**The Chairman:** Mr. Morgan, we have your policy before us, and probably the senators would be more interested now in exploring the various aspects of that policy with you. May I commend you on your policy, as this committee is much more interested in looking forward than in looking backward. However we do have to look backward also, because the past has a habit of repeating itself, and we are always anxious to profit from the errors of the past in laying out the course of the future.

I do not wish to engage in a long discussion with respect to the past, but I wonder about one statement you made, and I would appreciate if you would clarify it for me. I think you alluded to it twice when you pointed out that the taxing and revenue sharing aspects of the National Energy Policy were based on assumptions which did not transpire. I think you said you were left with a tax system based on a policy of assumptions that didn't materialize. Well, Mr. Morgan, as a result of the NEP update, the OGA Program of Alberta and the subsequent Alberta-Canada Agreement, do you not now have a taxing regime which is much different from the one proposed by the National Energy Program, and did it not in fact keep in step with changing circumstances and conditions? This committee has had evidence to the effect that the energy share of

*[Traduction]*

avons besoin d'un programme qui durera, que les temps soient difficiles ou non, que les prix soient élevés ou non, et que les taux d'intérêt fluctuent ou non. Si le programme ne peut être adapté aux changements, c'est tout simplement qu'il ne repose pas sur des assises solides. Nous avons besoin d'un programme qui permette de réduire la paperasserie administrative et la réglementation gouvernementale au minimum; j'ai parlé plus tôt du sentiment d'impuissance que ressent l'entrepreneur canadien en pétrole et en gaz devant le régime établi par le PEN.

Nous avons besoin d'une politique qui favorise les investissements au lieu de les diriger. Les entrepreneurs en pétrole et en gaz estiment que c'est très important. A notre avis, les encouragements, et les incitatifs aboutissent à de meilleurs résultats que les directives. C'est là essentiellement la différence entre notre politique et celle du Programme énergétique national.

Nous estimons que le prix de nos produits devrait être comparable à ceux des marchés internationaux. Dans la structure de la nouvelle politique que nous proposons, nous montrons une manière de nous aligner sur les prix internationaux sans modifier de façon perceptible les prix payés par les consommateurs; nous évitons ainsi l'écheveau des impôts et la circulation d'argent entre le producteur et le consommateur à laquelle nous assistons présentement.

Monsieur le président, voilà en substance les objectifs de notre politique visant à faire reposer l'évolution de l'industrie pétrolière et gazière sur des bases solides. Dans notre mémoire écrit, nous vous avons fourni les détails de notre politique. Monsieur le président, je me demande toutefois si, pour économiser du temps aujourd'hui, nous ne devrions pas le déposer aux dossiers de sorte qu'il soit à la disposition des membres de votre Comité, puis faire un exposé très bref au lieu d'aborder notre politique en détail.

**Le président:** Monsieur Morgan, nous avons déjà pris connaissance de votre politique, et les sénateurs seraient peut-être plus désireux d'en examiner les divers aspects avec vous. Permettez-moi de vous féliciter de votre politique, car le Comité préfère de loin regarder vers l'avenir plutôt que vers le passé. Toutefois, nous devons également regarder vers le passé, car il a tendance à se répéter; nous sommes toujours désireux de tirer parti des erreurs du passé lorsque nous planifions l'avenir.

Sans vouloir m'engager dans une longue discussion sur le passé, je vous serais reconnaissant de me donner des éclaircissements sur une déclaration que vous avez faite. Je crois que vous y avez fait allusion à deux reprises lorsque vous avez souligné que les aspects du Programme énergétique national concernant les impôts et le partage des recettes étaient fondés sur des hypothèses qui n'ont pas été réalisées. Je pense que vous avez dit que vous vous retrouviez avec un régime fiscal fondé sur une politique élaborée à partir d'hypothèses qui ne se sont pas matérialisées. Eh bien, monsieur Morgan, avec la mise à jour du PEN, du Programme concernant l'exploitation du pétrole de l'Alberta et de l'entente subséquente entre l'Alberta et le Canada, n'avez-vous pas maintenant un régime fiscal très différent de celui proposé par le Programme énergétique natio-

*[Text]*

revenue has increased from 41 per cent to 56 per cent from 1979 to 1983. Now, my question is, have we not kept pace for your benefit in the light of those figures?

**Mr. Morgan:** Thank you for that question. That is something that I would be very pleased to address. Fundamentally, first of all, let me say that those two programs have moderately improved the situation as opposed to when the National Energy Program was issued, and we welcome them and gratefully received them under the circumstances. There was no change, however, in any of the fundamental structures of taxation, there was just a modification and some temporary adjustments. You might note that the PGRT adjustment, for example, is a temporary one, not a permanent one, except for the \$250,000 credit which we hope will be permanent. The balance of the changes are temporary, the royalty changes in Alberta were permanent. We believe still further changes are needed to make it a viable system.

The program of the petroleum and gas revenue tax, which is a 12 per cent tax net, really the same as the 24 percent before income tax, was left in place largely, except for that two-year hiatus period. I think it is important to understand that we are a cross-sector of this whole revenue sharing pie: we are the ones that are spending the money; we are the ones that have to attract capital; we are the ones that are going out and taking the risks and drilling the wells; and when our share of the pie has gone up percentage-wise, it should be remembered that that is really not a very important statistic. The important question is: after our costs of doing business what is left for us? Naturally, when the changes in the price or markets and other things take place, that does not change our cost of doing business. We have to pay for our capital, we have to pay for the money that we have borrowed, we have to pay to drill wells and so on. So our share of the revenue has gone up, as you have said, but the overall revenue is still so much smaller than it was, that that improvement in the share is not adequate to do very much good.

When the National Energy Program was announced in October of 1980, we were rather devastated by it. I think on the basis of our then feelings about the future price and volume market projections, we still believed it was a system under which we could not do business, and that was with very much. So when these moderate adjustments were made, I suppose had they been made in an environment of a continuation of those projections of prices and volume, we might have felt that we would have been in a viable position overall. But they in no way were able to counter the tremendous changes in the size of the revenue pie itself.

**Senator Kelly:** First of all, I would like to echo the Chairman's comments on your presentation, I think it was excellent, and I for one am hoping you will win your case. I have some concerns about some parts of it.

*[Traduction]*

nal, et n'est-il pas en fait adapté aux circonstances et aux conditions changeantes? Le Comité a eu la preuve que le partage des recettes énergétiques est passé de 41 à 56 p. 100 entre 1979 et 1983. Je vous demande maintenant si, à la lumière de ces chiffres, nous n'avons pas progressé à votre avantage.

**M. Morgan:** Je vous sais gré de poser cette question. Je serai très heureux d'y répondre. Tout d'abord, permettez-moi de dire que ces deux programmes ont modérément amélioré la situation par rapport à ce qu'elle était lors de la mise sur pied du Programme énergétique national et, dans les circonstances, nous les accueillons avec reconnaissance. Toutefois, aucun changement n'a été apporté à l'une quelconque des structures fondamentales de l'impôt, si ce n'est d'une modification et de quelques rajustements temporaires. Vous remarquerez que le rajustement de la TRPG, par exemple, est temporaire, et non permanent, exception faite du crédit de 250,000 dollars, qui, nous l'espérons, sera permanent. Les autres changements sont temporaires, mais les changements apportés aux redevances en Alberta étaient permanents. Nous estimons que d'autres changements s'imposent encore si nous voulons que le système soit viable.

La taxe sur les recettes pétrolières et gazières, qui est une taxe nette de 12 p. 100, en fait de 24 p. 100 avant l'impôt sur le revenu, a été largement laissée en place, sauf pendant cette période de deux ans. J'estime qu'il est important de comprendre que nous avons droit à ce partage des recettes; nous sommes ceux qui dépensent l'argent, qui doivent attirer les investissements, qui courent les risques et creusent les puits; et lorsque notre part du gâteau augmente, il faudrait se rappeler que cette statistique n'est pas vraiment importante. La question importante que nous nous posons est celle-ci: après avoir engagé des frais dans l'entreprise, que nous reste-t-il? Naturellement, lorsque les prix ou les marchés changent, nos frais restent les mêmes. Nous devons assumer le coût de nos investissements, de nos emprunts, du forage de nos puits, etc. Ainsi, notre part des recettes a augmenté, comme vous l'avez dit, mais les recettes globales sont encore tellement plus faibles qu'auparavant que cette augmentation ne sert pas à grand-chose.

Lorsque le Programme énergétique national a été annoncé en octobre 1980, nous en avons été plutôt ébranlés. En songeant alors aux prix futurs et aux prévisions des volumes sur le marché, nous étions toujours d'avis qu'il s'agissait d'un régime qui nous empêcherait de faire des affaires, et les prévisions des prix et des recettes étaient alors beaucoup plus élevées qu'elles ne le sont aujourd'hui. Ainsi, si ces changements modérés avaient été faits en pensant que les prévisions en matière de prix et de volume se réaliseraient, notre position, dans l'ensemble, aurait pu être viable. Mais ils n'ont pas été capables de faire face aux changements considérables enregistrés au chapitre des revenus.

**Le sénateur Kelly:** Tout d'abord, je voudrais vous dire, à l'instar du président, que votre mémoire était excellent; j'espère que vous obtiendrez ce que vous désirez. Toutefois, certains aspects de votre exposé me préoccupent.



[Text]

You said you support Canadianization as an objective; why, particularly, do you do that, aside from the fact that you are a Canadian company? What is magic in the activity about Canadian versus multi-national in getting the job done?

**Mr. Morgan:** That is an interesting question. I don't know if there is anything very magic about it. I think, though, that most people recognize that over time there's a benefit to having a significant portion of any major industry owned by Canadians, and, to the extent that we can accomplish it, we think it is a healthy thing for the country. Our industry has said over the years, and I think probably rightly, that we are so controlled and so regulated—everything we do is deeply regulated both in terms of where we can drill, on what lands and how and so on—that regardless of the nature of any given activity being done by Canadians or non-Canadian companies there is probably no difference at all. You couldn't perceive the difference because of the extent of the regulations.

I think we have sort of an emotional feeling that Canadianization should be an objective, and I think there is maybe something to the message that other, sort of more vociferous, supporters of Canadianization would put forward, and that is that Canadian companies tend to be at home, working at home, and they tend largely to have their whole interest here. Their outlook is maybe more in the Canadian interest. But it is a rather subtle thing, and I think our main feeling about Canadianization is probably that almost every member of IPAC is Canadian. I can't think of any members of IPAC who aren't Canadian who are running these companies, and in terms of Canadianization, perhaps the most important thing is to have Canadians running the show, who have enough autonomy to run the show in a way they think best for their business and for their country.

We have a lot of people that started off as one-man or two-man companies, went out and got capital wherever they could—some of them went to Germany, some of them went to Austria, some of them went to the United States—and came back here with that money and put together a show and started drilling wells. Some of them made it and some of them didn't. That kind of company, where Canadians have gone together and found capital, we tend to look upon as Canadian, and yet they wouldn't be registered as Canadian-controlled under the current system. That kind of ownership has been argued as being as good as Canadian. Whether a large multinational ownership is a beneficial one, I wouldn't want to speculate on, although we tend to think that perhaps it isn't.

**Senator Kelly:** Do you see government's role in moving towards Canadianization being limited to creating a tax environment where Canadians will be encouraged to invest? That is the one difference you see in treatment between foreign-owned corporations doing business in the oil patch and Canadian companies doing business, other than that uniform treatment, isn't it?

**Mr. Morgan:** Yes, except that in our policy we have said that for the frontier lands, lands that have never gone into production, it would probably be healthy if there were a best-

[Traduction]

Vous dites appuyer l'objectif de canadianisation; pourquoi appuyez-vous cet objectif, à part le fait que vous êtes une société canadienne? Pourquoi est-il «si important» que ce soit une société canadienne plutôt qu'une multinationale qui fasse le travail?

**M. Morgan:** Voilà une question intéressante. Je ne sais pas si cela est «si important». Toutefois, je crois que la plupart des gens reconnaissent qu'à long terme, il est avantageux que les Canadiens soient propriétaires d'une part importante de toute grande industrie. Je crois que cela est bon pour le pays, dans la mesure où nous pouvons l'accomplir. Des représentants de notre industrie ont souvent dit, au fil des ans, et je crois qu'ils avaient probablement raison, que nous sommes assujettis à tellement de règlements—toutes nos activités sont profondément réglementées pour ce qui est des terres qui peuvent être forées, des techniques que nous pouvons utiliser, etc.—qu'il n'y a probablement pas de différence entre les activités des sociétés canadiennes et celles des sociétés étrangères. La portée des règlements nous empêche de faire une telle distinction.

Je crois que nous sommes très sensibles au fait que la canadianisation devrait être un objectif, et je crois que nous pouvons peut-être tirer quelque chose du message des défenseurs les plus ardents de la canadianisation, à savoir que les sociétés canadiennes ont tendance à limiter leurs activités au Canada et que, dans l'ensemble, leurs intérêts se trouvent ici. Elles visent plutôt à servir les intérêts canadiens. Il s'agit là d'un sentiment très subtil et je crois que la principale raison pour laquelle nous appuyons la canadianisation, c'est que presque tous les membres de l'IPAC sont des Canadiens. Je ne connais aucun membre de l'IPAC à la tête de ces sociétés qui ne soit pas canadien. Pour ce qui est de la canadianisation, il importe avant tout que soient à la tête de ces sociétés des Canadiens qui aient suffisamment d'autonomie pour les diriger de façon à bien servir leurs intérêts et ceux de leur pays.

Nous avons beaucoup de gens qui ont commencé seuls ou avec un associé, qui ont emprunté de l'argent là où ils pouvaient le trouver—certains sont allés en Allemagne, d'autres en Autriche, d'autres aux États-Unis—qui sont rentrés au pays avec cet argent et qui ont commencé à forer des puits. Certains ont réussi, d'autres non. Toute société formée par des Canadiens qui ont uni leurs efforts pour trouver du capital constitue pour nous une société canadienne. Toutefois, elles ne seraient pas considérées comme telles en vertu du régime actuel. Mais nous sommes d'avis qu'elles sont aussi canadiennes que les autres. Nous ne savons pas s'il serait plus avantageux d'être propriétaire d'une grande multinationale, bien que nous ayons tendance à penser le contraire.

**Le sénateur Kelly:** Croyez-vous que le rôle du gouvernement, en matière de canadianisation, se limite à créer un régime fiscal qui encouragera les Canadiens à investir? Outre ce traitement équitable, c'est la seule différence que vous voyez entre le traitement accordé aux sociétés pétrolières appartenant à des intérêts étrangers et celui réservé aux sociétés canadiennes, n'est-ce pas?

**M. Morgan:** Oui, sauf que nous avons dit dans notre énoncé qu'en ce qui concerne les régions pionnières encore inexploitées, il serait préférable que l'on exige des sociétés qui ont



[Text]

efforts type of requirement where the companies holding those leases, before they went on production, would try to obtain 50 percent Canadian ownership; only where they demonstrated that they couldn't would they be allowed to get the production. These things are kind of a subjective judgment, but looking at the overall public interest and the overall politics of the situation, that seems to be a sensible policy for now.

**Senator Kelly:** I noted that you recommend the maintenance of 50 percent working interest at the production end.

**Mr. Morgan:** Yes.

**Senator Kelly:** Up in the frontier, in the Canada Lands would you agree with the statement that, at least in the exploration stage, that is pretty well big company business?

**Mr. Morgan:** Yes, it is.

**Senator Kelly:** Where do you see the Canadian companies, let us say with the Canada lands, how would you see them acquiring that 50 per cent interest? Purchasing, actually purchasing the 50 per cent?

**Mr. Morgan:** Yes, they would come in and acquire through a competitive environment. There are quite a few Canadian companies; John Howard, President of Aberford Resources, can tell you that his company is significantly involved already in the frontier, and my company as well has some involvement in the Beaufort. So it is not as if some of our Canadian companies aren't strong and active and don't have the horsepower and money now to make investments at this stage. If you have a knowledge that there will be production licence requirements of 50 percent, it is not likely that, all of a sudden, there would be a flurry of activity the day you wanted to put it on production. What happens is that people look down the road four or five years and they start looking around for Canadian partners at the grass roots. That is happening now, so I suppose if you ever got to the point where you were about to go on production and still had not quite got a partnership together that had that content, you would have to do some scrambling, but most likely just having the presence and the policy would cause it to happen beforehand.

**Mr. Porter:** Just let me add something to that, Senator. The directors of IPAC sitting here all are operative on Canada lands, every one of them.

**Senator Kelly:** Because of PIP?

**Mr. Porter:** Not necessarily; we may have had an interest in Canada lands before PIP came along.

**Senator Kelly:** I'm certainly on your side, as my confreres know; let's assume on Canada lands you had a uniform treatment—no 80 cent, 25 cent, or maybe 40 cent dollars for all comers—would there be as many IPAC members up on Canada lands?

**Mr. Morgan:** Today, no. I think I should mention here that one of the things in our program that is important as an alter-

[Traduction]

signé un accord qu'elles fassent tous les efforts possibles, avant d'entreprendre leurs travaux d'exploration, pour obtenir une participation canadienne d'au moins 50 p. 100; à défaut de satisfaire à cette exigence, elles seraient autorisées à aller de l'avant seulement après avoir démontré qu'elles ne pouvaient atteindre cet objectif. Il s'agit là d'un jugement plutôt subjectif, mais si l'on tient compte de l'intérêt public général et de l'aspect politique de la situation, cette règle, pour le moment me paraît raisonnable.

**Le sénateur Kelly:** Je remarque que vous recommandez que nos intérêts se maintiennent à 50 p. 100 au chapitre de la production.

**M. Morgan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Là-haut, dans les zones pionnières, sur les terres du Canada, diriez-vous qu'au moins à l'étape de la prospection c'est une assez grosse entreprise?

**M. Morgan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Où verriez-vous les entreprises canadiennes, sur les terres du Canada, par exemple? Comment croyez-vous qu'elles pourraient acquérir cet intérêt de 50 p. 100? En achetant vraiment une part de 50p. 100?

**M. Morgan:** Oui, elles viendraient et l'acquerraient dans un milieu concurrentiel. Il existe maintenant pas mal de sociétés canadiennes; John Howard, président d'Aberford Resources, peut vous dire que sa société travaille déjà très activement dans les régions pionnières, et la mienne aussi s'affaire dans la région de la mer de Beaufort. Ce n'est donc pas comme si certaines de nos sociétés canadiennes n'étaient ni assez puissantes ni assez actives, n'avaient ni le potentiel ni l'argent nécessaires pour investir maintenant. Si l'on sait qu'il y aura des exigences de 50 p. 100 liées à l'accord de permis de production il ne devrait pas y avoir de foisonnement d'activités le jour où l'on voudra entrer en production. Ce qui se passe, c'est que quatre ou cinq ans à l'avance, on commence à chercher des associés canadiens authentiques. Si l'on en arrive au point d'entreprendre la production sans avoir encore constitué de véritable association qui possède ce potentiel, il faut alors se remuer, mais sans doute que le simple fait d'être là et d'avoir établi son orientation suffirait à tout régler d'avance.

**M. Porter:** Permettez que j'ajoute, sénateur, que chacun des directeurs de l'IPAC qui siègent ici exploite les terres du Canada. Oui, chacun d'entre eux.

**Le sénateur Kelly:** En raison du programme d'encouragements au secteur pétrolier?

**M. Porter:** Pas nécessairement, certains se sont intéressés aux terres du Canada bien avant le lancement du programme d'encouragements au secteur pétrolier.

**Le sénateur Kelly:** Je me range certainement de votre côté, comme mes confrères le savent. Si sur les terres du Canada, il existait un traitement uniforme, pas de 80 cents, de 25 cents ou de 40 cents le dollar pour tout venant, y aurait-il autant de membres de l'IPAC sur les terres du Canada?

**M. Morgan:** Aujourd'hui, certainement pas. Je pense que je dois ici mentionner un aspect de notre programme qui est une

[Text]

native to PIP grants is that PIP grants should be phased out over time. You can't abandon existing agreements, but over time phase them out as existing commitments are over. We are saying use the income tax system as the system, of given incentives for the frontier and put special incentives in the income tax system, specially where you have companies that currently, because they haven't made enough money yet, are in a deferred tax position. Put them in the same place as if they were a large, currently taxable multinational company making the investment; and there is a way of doing that.

**Senator Kirby:** Mr. Morgan, would you enlarge on that last comment, because there was some suggestion made to us that in fact you could not use the income tax system as a means of achieving the kind of objective you're talking about. Among other things, international conventions may regard the use of the income tax system as discriminatory, or as some people would prefer to call it, an affirmative action problem.

**Mr. Morgan:** Our policy does not call for discrimination; we are simply suggesting that unused tax credits be allowed to be used immediately if they are used towards frontier investment; that is a simplification and it is a little more complicated technically. I'm not saying they would be any different for Canadian or non-Canadian, but usually it tends to be the Canadian companies that are in that type of position and not the others.

**Senator Kirby:** Do you have any data on Canadianization and how it was changing prior to the NEP, and particularly excluding Petro-Canada? We have seen some data which tells us Canadianization started to improve in 1975, but it would be helpful to us if you could give some data that showed what was in fact happening with Canadianization prior to the NEP and excluding Petro-Canada.

**Mr. Morgan:** Unless my colleagues have something, we don't have those numbers right now.

**Mr. Porter:** I think when we can access those numbers, that information will be available and we will be glad to compile it.

**Senator Kirby:** That would be helpful if you could.

**Senator Kelly:** You have substantial activity in IPAC up in the Canada lands; is the bulk of your activity still in conventional areas?

**Mr. Morgan:** By far.

**Senator Kelly:** How long do you think you have to go? There is a diminishing return there, I gather, past which time we have to start looking ultimately in Canada lands supplies, enhanced recovery, oil sands and so on; there we are getting into areas again that I suggest probably call for activity on the part of the big operators. I am not suggesting that IPAC

[Traduction]

importante solution de rechange aux subventions du PESP, soit qu'il faut étaler les subventions du PESP sur une longue période. On ne peut résilier les ententes actuelles, mais à mesure qu'elles viennent à expiration il faut étaler les encouragements. Nous disons qu'il faut se servir du régime fiscal comme du système d'encouragements donnés pour les zones pionnières et accorder des encouragements spéciaux au moyen du régime fiscal, surtout quand on y a déjà des entreprises qui, parce qu'elles n'ont pas encore réalisé suffisamment de bénéfices, peuvent reporter leur impôt. Traitez-les comme s'il s'agissait d'une grande multinationale imposable qui investirait, et il y a une façon de le faire.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur Morgan, voudriez-vous préciser un peu votre pensée, parce qu'on nous a laissé entendre qu'en réalité, on ne pourrait se servir du régime fiscal pour atteindre ce type d'objectif que vous avez mentionné. Parce que, entre autres choses, aux termes d'accords internationaux, l'utilisation du régime fiscal pourrait être jugée discriminatoire, ou comme certains le diraient, poser un problème d'action positive.

**M. Morgan:** Notre politique ne crée aucune discrimination, nous disons tout simplement que les crédits d'impôt non utilisés doivent pouvoir l'être immédiatement s'ils servent à un investissement dans une zone pionnière; c'est un processus de simplification même si c'est un peu plus compliqué sur le plan administratif. Je ne veux pas dire qu'il en résulterait une situation différente pour les Canadiens ou les non-Canadiens, mais ce sont habituellement les sociétés canadiennes qui se trouvent dans cette situation.

**Le sénateur Kirby:** Avez-vous des données sur la canadianisation et savez-vous comment la situation évoluait avant le lancement du Programme énergétique national? Mis à part Petro-Canada, nous avons pris connaissance de certaines données qui indiquent que la canadianisation s'améliore depuis 1975, mais je pense qu'il serait utile que nous obtenions des données qui montrent ce qui s'est vraiment passé en matière de canadianisation avant le lancement du PEN, et sans tenir compte de Petro-Canada.

**M. Morgan:** Je ne sais pas pour ce qui est de mes collègues, mais pour notre part, nous n'avons pas ces données pour l'instant.

**M. Porter:** Je pense que quand nous pourrions nous procurer ces données, elles seront accessibles et nous serons heureux de les compiler.

**Le sénateur Kirby:** Ce serait très utile.

**Le sénateur Kelly:** L'Independent Petroleum Association of Canada est très active là-haut sur les terres du Canada; est-ce que vous travaillez toujours principalement dans les régions traditionnelles?

**M. Morgan:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Combien de temps croyez-vous qu'il vous reste? Le rendement diminue là-bas, il me semble, et à un certain point nous devons commencer à songer aux réserves des terres du Canada, à la récupération assistée du pétrole, aux sables bitumineux et à d'autres éléments; nous arrivons dans des secteurs qui, je crois, demandent l'intervention de grands



[Text]

doesn't have big operators: I am asking how you see that evolving and in what order?

**Mr. Morgan:** If I could make sure I understand your question, you are saying that everybody wants to work in the Western Canadian basin; obviously, all of the revenue from oil and natural gas in Canada, except for a little bit in Ontario, comes from the Western Canadian basin today, and I suppose that as that basin becomes more and more drilled it will get a little tougher to find oil and gas. The United States, for example, are many years ahead of us in the maturity of their basin and the level and degree of difficulty of finding new reserves. The average size of our oil reserves has been falling per well drilled. That is especially true of oil as opposed to gas. But in terms of overall maturity the Western Canadian basin still has a long way to go, and our interest as members is to get out there and find the oil and gas.

Because of the nature of the business, the cost per unit goes up over time; because of the geological realities that exist, even though we may be about 15 years younger than the United States, it's the same type of problem. The Geological Survey of Canada has indicated that in the Western Canadian basin we have found to date 754 billion cubic metres of oil. There is the expectation of another 593 billion cubic metres, potentially. In other words, there is no question they will find another 250, and it could range as high as 1,200—and that is about accurate for geologists. The point is that there is a lot more oil and gas to be found in Western Canada.

One thing we haven't talked much about is the fact that we have practically inexhaustible resources of oil sands; so our members will be dividing their time between the conventional oil and gas activities—in which they will be and will want to continue to be participating vigorously—and heavy oil projects in Western Canada and frontier investments. Even today people are going in both directions, putting all their non-conventional money into heavy oil or putting it into the frontier; some are going both.

In our business people do things for different reasons or because they believe different things. If we have several hundred companies in the industry, we do much better than if we have three or four sets of ideas. It gives us a lot more work to do, and we have a tremendous opportunity both in the frontiers and in heavy oil in Western Canada. We want to see our industry active and vigorous in all areas.

**Senator Kelly:** But not too closely directed, in order to get the benefits of a multitude of decision makers.

**Mr. Morgan:** One of our concerns is that if the government decides that the frontiers are where new oils are going to be

[Traduction]

exploitants. Je ne veux pas dire que votre association n'en compte pas, mais je vous demande qu'elle est l'évolution que vous prévoyez et dans quel ordre elle pourrait se faire?

**M. Morgan:** Si j'ai bien compris votre question, vous dites que tout le monde veut travailler dans le bassin de l'Ouest du Canada; évidemment, tous les revenus tirés du pétrole et du gaz naturel au Canada, à l'exception de modestes activités d'exploitation en Ontario, proviennent actuellement du bassin de l'Ouest canadien, et je suppose que plus on forera ce bassin, plus il deviendra difficile d'y trouver du pétrole et du gaz. Les États-Unis, par exemple, ont de nombreuses années d'avance sur nous quant à l'exploitation des bassins et le niveau et le degré de difficultés en matière de prospection de nouveaux gisements ont nettement augmenté. La taille moyenne de nos réserves de pétrole a diminué par puits foré. C'est particulièrement vrai dans le cas du pétrole comparativement au gaz. En ce qui concerne la maturité globale du bassin de l'Ouest du Canada, il nous reste encore pas mal de temps devant nous, et en tant que membre de l'Association, nous voulons nous y rendre et y trouver du pétrole et du gaz.

En raison de la nature de l'entreprise, le coût unitaire augmente avec le temps; vu les contraintes géologiques, bien que nous ayons 15 ans d'exploitation de moins que les États-Unis, le même problème se pose. La Commission géologique du Canada a fait savoir que dans le bassin de l'Ouest du Canada, nous avons trouvé jusqu'à maintenant 754 milliards de mètres cubes de pétrole. On s'attend à pouvoir en trouver encore 593 milliards de mètres cubes. Il ne fait donc aucun doute que nous en trouverons encore 250, et on pourrait même en découvrir jusqu'à 1,2 billion de mètres cubes. En géologie, ces provisions sont jugées assez exactes. Le fait est qu'il reste encore beaucoup de pétrole et de gaz à trouver dans l'Ouest du pays.

Nous n'avons pas encore beaucoup parlé de nos ressources pratiquement inépuisables de sables bitumineux; nos membres partageront leur temps entre des activités d'exploitation conventionnelle du pétrole et du gaz naturel, auxquelles ils participeront et voudront continuer de participer activement, ainsi qu'à des projets de récupération de pétrole lourd dans l'Ouest du Canada, et effectueront de même des investissements dans les zones pionnières. Même aujourd'hui, on s'oriente dans les deux directions, investissant tout son argent dans l'exploitation non conventionnelle du pétrole brut, ou encore dans l'exploitation des zones pionnières; certains se livrent aux deux activités.

Dans notre entreprise, les gens agissent pour différents motifs ou parce qu'ils croient en des choses différentes. En comptant plusieurs centaines de sociétés dans ce secteur industriel, on peut réussir beaucoup mieux que si l'on ne peut compter que sur trois ou quatre propositions. Nous avons ainsi beaucoup plus à faire, et nous avons d'incroyables possibilités tant dans les zones pionnières qu'en ce qui concerne le pétrole lourd de l'Ouest du Canada. Nous voulons que notre secteur industriel soit actif et vigoureux dans tous les domaines.

**Le sénateur Kelly:** Sans toutefois qu'ils suivent des orientations trop rapprochées, afin que nous tirions les avantages que peuvent rapporter une multitude de décideurs.

**M. Morgan:** Une de nos préoccupations est que si d'une part le gouvernement décidait que les nouvelles découvertes de



[Text]

found and that there's not much left in Western Canada, and sets up a policy specifically in that direction, you may get activity, but you may not accomplish much, and in fact you may not bring on reserve. So, to a large degree, we have to encourage things to happen; where things are higher cost maybe you give more encouragement. But that is the nature of our policy.

**Senator Kelly:** Would you agree with me that a fair percentage of the activity on Canada lands currently on the part of IPAC members has been done on the basis of 80 cent dollars?

**Mr. Morgan:** I would say that's right, but maybe my colleagues would like to express an opinion on that.

**Mr. J. A. Howard, Vice-President, Independent Petroleum Association of Canada, President of Aberford Resources:** If you asked me, as president of a company active in Canada lands, to view the situation in isolation starting in 1980, and you said, "Okay; here is the situation; would you be exploring in that basin without PIP grants?" Then, in reality, I would say, "probably not". But I want to reflect on the nature of this business and the time cycles and so forth, because a number of small Canadian companies have been active in just as expensive types of basins around the world. For instance, there is the Ranger Oil Company that got into the North Sea and there is Bow Valley Industries. The land holdings on Canada lands in 1980 were essentially held in few hands; consequently, small companies were being blocked out. The system had evolved from the '60's, where the big land blocks hadn't been set out and there were opportunities for entrepreneurs to go in and make a deal, and maybe take the lower cost projects like seismic exploration. You might then have found Canadian companies in there.

**Senator Kelly:** If I may switch subjects, you referred to the matter, of international pricing and going to world price. Today, as we all know, the Middle East, as always, is unstable; it is unstable right now—they are shooting at one another! Let us move our minds back to prior to 1973, when OPEC really had the power to set world price; I'm not sure it has today, but it still has a fair price. Let's assume it had today, in a peaceful mode, the same capacity it had in the '70's, and that it decided on a world price of \$90, \$150; aside from what it gets for its oil, would you suggest that we track that right close behind, or what would we do in that event?

**Mr. Morgan:** Well, I don't know, I guess if we had that kind of dramatic situation we would have to look carefully at what we would do. We still have our own oil supplies, and we do have a viable and active industry capable of maintaining its oil supply. It may well be that we could take some time to get to a new international level of pricing; we believe we took too much time over the last few years to get to the point we're at, and in

[Traduction]

réserves de pétrole devront se faire dans les zones pionnières et qu'il ne reste pas grand chose dans l'Ouest du Canada, et d'autre part établissait une politique précise en ce sens, vous pourriez avoir une certaine activité, mais sans beaucoup accomplir, en fait, vous ne pourriez pas parvenir à faire produire le gisement. Ainsi, dans une large mesure, nous devons provoquer les événements; quand les choses coûtent plus cher, il faut peut-être donner plus d'encouragement. C'est là la nature de notre orientation.

**Le sénateur Kelly:** Diriez-vous comme moi qu'un bon pourcentage des activités qu'effectuent les membres de l'IPAC sur les terres du Canada nécessitent un investissement de 80 cents le dollar?

**M. Morgan:** C'est exact, mais mes collègues auraient peut-être quelque chose à dire là-dessus.

**M. J. A. Howard, vice-président, Independent Petroleum Association of Canada, président de la société Aberford Resources:** Si vous me demandiez, à titre de président d'une société effectuant des travaux de prospection dans les terres du Canada, d'évaluer la situation à partir de 1980 en me disant: «Voilà la situation; effectueriez-vous des travaux de prospection dans ce bassin même si vous n'aviez pas de PESP?» Je répondrais en fait: «Peut-être pas». Mais je voudrais analyser la nature du travail, les cycles de production, etc., parce qu'un certain nombre de petites entreprises canadiennes ont effectué des travaux de prospection dans des bassins aussi coûteux ailleurs dans le monde. La société Ranger Oil et les industries Bow Valley, par exemple, ont effectué des travaux dans la mer du Nord. En 1980, seul un petit groupe de personnes détenait des concessions sur les terres du Canada, ce qui avait pour effet d'en interdire l'accès aux petites entreprises. La situation avait évolué depuis les années 60, alors que les concessions importantes n'avaient pas encore été divisées et que les entrepreneurs pouvaient conclure des ententes et entreprendre des projets peu coûteux comme des travaux sismiques. Il y aurait peut-être eu des sociétés canadiennes à ce moment-là qui auraient entrepris des projets.

**Le sénateur Kelly:** Je voudrais changer de sujet. Vous avez parlé de la question du prix international et d'alignement sur le prix mondial. Nous savons tous aujourd'hui que la situation au Proche-Orient est toujours instable; en fait on s'y entretue à l'heure actuelle. Revenons à la situation qui existait avant 1973, alors que l'OPEP avait le pouvoir de fixer le prix mondial; je ne sais pas s'il l'a toujours aujourd'hui, mais je sais que le prix est toujours élevé. Supposons que l'OPEP, aujourd'hui, en temps de paix, ait le même pouvoir que dans les années 70 et qu'il fixe le prix mondial à 90 ou à 150 \$; si l'on fait abstraction des revenus qu'il tire de son propre pétrole, croyez-vous que nous devrions suivre son modèle? Que feriez-vous dans ce cas-là?

**M. Morgan:** Eh bien, je ne sais pas. Si nous vivions la même situation, il faudrait agir prudemment. Nous avons toujours nos réserves de pétrole et nous possédons une industrie active et viable qui est capable de maintenir ses approvisionnements. Il nous faudrait peut-être beaucoup de temps avant d'atteindre un nouveau prix international; nous avons mis trop de temps, au cours des dernières années, à arriver là où nous en sommes.

## [Text]

fact, if it hadn't been for the prices coming down, we would never have been able to catch up. So we would set out a structure of bringing ourselves to the international reality over a viable period of time. World events did that for us once, but I don't think we would advocate going from \$30 to \$90 overnight. We would not want to be in the position that we should all move suddenly upwards by that amount, unless of course we needed to do that because we did not have enough oil. We have always said that, if we had a viable active industry in this country, we would not be subject to those kind of shocks—not only price shocks but supply shocks.

Although you never can predict the future, the idea seems so remote that we are going to have those kinds of shocks that it's hard to get our minds around to it. I think it is fair to say that whatever the new international level of crude oil pricing should end up being, if it looks like it's going to be stable in the long term, Canada has to adapt to the reality. We would hope that we are not talking about the kind of reality you are mentioning.

**Senator Kelly:** It is one of the things we have to consider, though, and, if we consider something in between, then you are coming back to a set price, are you not? I mean who, other than government, can say that this is what you will sell it for?

Suppose Canada really decided to play the game—and maybe it should as a player in the global sense. If I had an oil company and I saw OPEC shoving its market prices to \$80 or \$90, I would have a great temptation to move as much of my stuff as I could offshore and sell it in those markets at the OPEC set price. I'm not sure what that would do for Canada, but again you come back to the question of how big a factor the market is and where the government plays its role, and that is one question we are trying to address here.

**Mr. Morgan:** Well, talking about oil pricing, I don't think that any system is perfect. We have discussed this in our board rooms, I and my colleagues here and others, and we can't conceive of a fiscal system or a set of government policies designed for crises and for changes that would be beyond any reasonable expectations. Our feeling is that you simply put in place a system whereby you obtain international prices for your products, and that is the system and that is the policy, and you get on with it. Reality would have it that, if there is a dramatic turn of events and you have \$90 oil, then other pressures and other factors will be brought to bear; but I don't think you can ever set a policy that automatically can react to those kinds of dramatic changes. Therefore, we should set one that seems in the realm of real possibilities.

**Senator Kelly:** Do you see anything wrong with government intervention to cushion supply or price shocks that may develop in the market?

**Mr. Porter:** Could we have a contrary view from one of the members?

## [Traduction]

En fait, n'eût été la diminution des prix, nous n'aurions jamais été capables de combler cet écart. Il faudrait donc trouver des moyens de nous adapter à la réalité internationale au cours d'une période raisonnable. Les événements sur le plan international nous ont favorisés une fois, mais je ne crois pas que nous puissions passer de \$30 à \$90 du jour au lendemain. Nous ne voudrions pas être obligés d'augmenter le prix si vite à moins, évidemment, d'être contraints de le faire si nous n'avions pas suffisamment de pétrole. Nous avons toujours dit que si nous avions une industrie active et viable dans ce pays, nous serions à l'abri non seulement de fluctuations rapides des prix, mais également de ruptures des approvisionnements.

Bien que l'on ne puisse jamais prédire l'avenir, il y a peu de chances que de telles perturbations se produisent qu'il est difficile de nous préparer en conséquence. On peut dire honnêtement que, quel que soit le prix international du pétrole brut, si l'on prévoit qu'il restera stable à long terme, le Canada doit s'adapter à la réalité. Nous espérons que ce n'est pas le même genre de réalité auquel vous avez fait allusion.

**Le sénateur Kelly:** Mais c'est une des choses dont il faut tenir compte, et si nous voulons un prix qui se situe entre les deux, il faut établir un prix fixe, n'est-ce pas? En d'autres termes, qui peut dire, à part le gouvernement, à quel prix vous devez vendre le pétrole?

Supposons que le Canada décide de jouer le jeu—et il devrait peut-être le faire en tant que participant dans toute l'acception du terme. Si j'étais propriétaire d'une société de pétrole et que l'OPEP montât ses prix à 80 ou 90 dollars, je serais grandement tenté découler mon pétrole sur les marchés étrangers et de le vendre au prix fixé par l'OPEP. Je ne sais pas ce que le Canada pourrait en tirer, mais cela nous ramène à la question de l'importance du marché et du rôle joué par le gouvernement, et il s'agit là d'une des questions que nous essayons de régler aujourd'hui.

**M. Morgan:** En ce qui concerne le prix du pétrole, je ne crois pas qu'il existe de système parfait. Mes collègues et moi-même avons discuté de cette question lors des réunions des conseils d'administration et nous ne pouvons concevoir de régime fiscal ou de politiques du gouvernement devant permettre de faire face aux crises et aux changements au-delà de toute attente raisonnable. Nous croyons qu'il faut tout simplement mettre en place un régime en vertu duquel on peut vendre nos produits au prix international. Il faut s'en tenir à ce régime et à cette politique pour aller de l'avant. Si la situation devait changer radicalement et si le prix du pétrole passait à 90 dollars, il faudrait à ce moment-là tenir compte d'autres facteurs. Je ne crois pas que l'on puisse établir une politique qui réagisse automatiquement à des changements radicaux de ce genre. Par conséquent, il faudrait établir une politique qui tienne compte de la réalité.

**Le sénateur Kelly:** Vous opposez-vous à ce que le gouvernement intervienne pour amortir les chocs qui pourraient se produire à l'égard de l'approvisionnement ou des prix sur le marché?

**M. Porter:** Quelqu'un pense-t-il le contraire?



[Text]

**Senator Kelly:** I'm asking the opinion of IPAC.

**Mr. Morgan:** First of all, before John answers, a question was asked about \$90 oil overnight. What would happen? Well, what we would like to have is government policy saying, "Look, we have international prices for our products".

**Senator Kelly:** My question was not "overnight". My question was if it just marched step by step over a year or two up through \$40, \$50, \$60, \$70, \$80; at what point does—

**Mr. Morgan:** Okay, I thought you meant there was a war and overnight there was a price increase.

**Senator Kelly:** No, I am speaking of peace in the Middle East being perhaps something to fear even more.

**Mr. Morgan:** In the context of the question we would like to see a policy of "world prices no matter what", and I'm saying we recognize the reality that, if it happened that overnight the price went up by three, we don't know what the government would do. Therefore, we would design a system that would try to counter that.

**Senator Kirby:** Given you desire to have world price, does your position change if the price goes down substantially?

**Mr. Morgan:** No.

**Senator Kirby:** We heard a suggestion that, if the price went down, as it has in some particular years, that might change your position.

**Mr. J. D. Hagg, Vice-President, Independent Petroleum Association of Canada, Chairman of the Board, Northstar Resources:** In the 1970's we saw the most extreme pricing change we have experienced in our lifetime. I am referring to the experience in the United States in the 1970's, when there was no consumer protection built in and they watched the price go from \$3, \$4 or \$5 a barrel in the early '70's to \$40 a barrel ten years later. I think the shock to the American system was probably less difficult to assimilate in the long run compared to 1973 or 1974, when we tried to protect the consumer—whether for political motives or in trying to govern the economy in an orderly fashion. Personally, if this came to a vote in the Northstar board, I would be opposed to any policy from IPAC that actually acknowledged the rights of the government to come in and control prices. I think we should be, up or down, riding with the international market.

And let me make two other quick comments. I am not knowledgeable enough to present a treatise on them today, but there are many views in the world today that OPEC does not really control the world price, if I can allude to that philosophy. Secondly, in terms of government, I suppose if the price did go to \$150 overnight, or \$300 or \$1,000, there's a level at which we all know the government would be at our backs; but

[Traduction]

**Le sénateur Kelly:** Je désire avoir l'opinion de l'IPAC.

**M. Morgan:** Avant que John ne réponde, j'aimerais rappeler qu'on avait donné l'exemple du passage, du jour au lendemain, du prix du pétrole à 90 \$ le baril. Que se produirait-il? Nous désirons que le gouvernement adopte une politique qui assure des prix internationaux pour nos produits.

**Le sénateur Kelly:** Je n'ai pas dit «du jour au lendemain». Je songais à une augmentation graduelle, sur une période d'un an ou deux, le prix passant de 40 \$ à 50 \$, à 60 \$, à 70 \$ et à 80 \$; quand...

**M. Morgan:** Je pensais que vous disiez, par exemple, qu'il pourrait y avoir une guerre et que, du jour au lendemain, les prix pourraient augmenter.

**Le sénateur Kelly:** Non; je crois que la paix au Proche-Orient est peut-être quelque chose que nous devrions craindre plus qu'une guerre dans cette région.

**M. Morgan:** En réponse à votre question, nous aimerions qu'on adopte une politique qui nous assure des prix mondiaux, peu importe la situation; actuellement, nous devons reconnaître que nous ne savons vraiment pas ce que le gouvernement ferait si les prix augmentaient, voire tripleraient, du jour au lendemain. Je crois donc qu'il faut établir un système qui nous permette de parer à toute éventualité.

**Le sénateur Kirby:** Vous désirez avoir des prix mondiaux. Votre position changerait-elle si les prix baissaient de façon considérable?

**M. Morgan:** Non.

**Le sénateur Kirby:** Certains ont laissé entendre que si le prix baissait comme cela s'est déjà produit, votre position pourrait changer.

**M. J. D. Hagg, vice-président, Independent Petroleum Association of Canada, président du conseil d'administration, Northstar Resources:** C'est au cours des années 70 que s'est produit le changement le plus marqué au chapitre des prix. Je fais allusion à ce qui s'est produit aux États-Unis au cours des années 70, alors qu'il n'existait aucun mécanisme de protection des consommateurs, et que le prix est passé de 3 \$, 4 \$ ou 5 \$ le baril au début des années 70 à 40 \$ le baril dix ans plus tard. Je crois que le choc qu'a alors subi le système américain a probablement été moins difficile à assimiler à la longue que lorsque nous avons essayé, en 1973 et en 1974, de protéger le consommateur pour des motifs politiques ou simplement pour assurer une gestion méthodique de l'économie. Si la question était mise aux voix et qu'on demandât aux membres du conseil d'administration de Northstar de prendre une décision, personnellement, je m'opposerais à toute politique de l'IPAC qui reconnaîtrait le droit du gouvernement d'exercer un contrôle à l'égard des prix. Je crois que nous devrions suivre les fluctuations du marché international.

J'aimerais faire deux autres brefs commentaires. Je ne suis pas en mesure de vous expliquer ces notions, mais de nombreuses personnes sont d'avis que l'OPEP ne contrôle pas vraiment le prix mondial. De plus, pour ce qui est du gouvernement, je suppose que si le prix passait à 150 \$ du jour au lendemain, ou même à 300 \$ ou encore à 1 000\$, il existe un niveau donné auquel le gouvernement réagirait. Je ne désire



*[Text]*

I wouldn't like to see us acknowledge that right in our policies. But my view of our board is that the majority of them would share my view on that.

**The Chairman:** Our board?

**Mr. Hagg:** I'm talking about the board of IPAC, although we are kind of like the United Nations; you know, there are 22 board members here from the smallest to the largest companies in the business, and the IPAC position is often a compromise.

**Senator Kelly:** But the big thing you are after is really trying to get a handle on as much of the resources as we ourselves have available to us, and that is the biggest protection against anything.

**Mr. Dundas:** Yes, it is. If they allowed that price to go up and you had a proper system in place, you would attract a heck of a lot more supplies. We wouldn't get ourselves in that position again. And another example, of course, is when we say, "Let the price drop to whatever it is" That's fine, if you have an economic system that is flexible enough that you can do that. Then there is the case in point: If you deregulate right now heavy oil, all of a sudden you drop several dollars a barrel off it; there is nothing wrong with that, but then somebody has to go back and eliminate some taxes, and some royalties, et cetera.

There is one other point I would like to clarify. Some numbers were given you indicating an increase in revenue from 41 per cent to 56 per cent. I'm sure that that is probably revenues before taxes, before the payment of royalties, because if one looks through the netback, there is no increase like that, ever.

**The Chairman:** We have another intervention here, is it contrary opinion?

**Mr. F. G. Ricciuti, Member of the Board of Directors, Independent Petroleum Association of Canada, Vice-President Corporate Development, Canterra Energy:** As one of the larger members of IPAC, gentlemen, 48 per cent owned by government, Canterra Energy—

**The Chairman:** When you said government, you were pointing to Senator Kelly?

**Mr. Ricciuti:** This idea of the price rising over time has a number of factors to be considered. There are the length of time and the speed with which it rises. If it went to \$90 at the rate of 2 per cent per year with the inflation at the moment, we wouldn't like that. If it went overnight, you would have the potentiality of a national catastrophe, indeed. If one took the normal course of events, you have to remember we are not a utility, we will take the price risk under normal circumstances, up and down, and we will invest according to that. The price must rise, you know, if the price of gold rises. I don't see the Canadian consumer getting a break on the price of oil or the price of lumber, copper, or anything else. We can rise with the risks of price, but no one ever addresses what happens when the prices goes down. You don't see the government going in to

*[Traduction]*

cependant pas que nous reconnaissons cette possibilité dans nos politiques. A mon avis, la majorité des membres de notre conseil d'administration partagerait mon opinion à cet égard.

**Le président:** S'agit-il de notre conseil d'administration?

**M. Hagg:** Je parle du conseil d'administration de l'IPAC, qui me fait un peu penser aux Nations unies. Ce conseil regroupe 22 représentants des petites comme d'importantes sociétés œuvrant dans ce secteur; la position de l'IPAC représente souvent un compromis.

**Le sénateur Kelly:** Mais votre grand désir est d'obtenir la plus grande partie possible des ressources dont nous disposons, ce qui vous assure une excellente protection.

**M. Dundas:** C'est juste. S'ils permettaient à ce prix de monter et que vous disposiez d'un système approprié, vous obtiendriez beaucoup plus d'approvisionnements. Nous ne nous retrouverions plus dans cette position. On pourrait évidemment dire: «Laissons baisser le prix jusqu'à ce que ce mouvement s'arrête». Cette attitude n'est pratique que si vous disposez d'un système économique assez souple pour vous permettre d'agir ainsi. Il existe une autre option: vous assurez maintenant la déréglementation du prix du pétrole lourd, et tout d'un coup, le prix baisse de plusieurs dollars le baril; cela n'a rien de mauvais, mais quelqu'un doit se charger d'éliminer certaines taxes, redevances, ou choses du genre.

Je me dois de préciser un autre facteur. D'après les chiffres qu'on vous a donnés, les recettes seraient passées de 41 p. 100 à 56 p. 100. Je suis persuadé qu'il s'agit des recettes avant imposition et avant le paiement des redevances, parce que si l'on étudie les rentrées nettes, on ce constate vraiment pas une augmentation du genre.

**Le président:** Quelqu'un d'autre veut prendre la parole; adoptez-vous une position contraire à celle de M. Dundas?

**M. F. G. Ricciuti, membre du conseil d'administration, Independent Petroleum Association of Canada, vice-président de l'expansion des entreprises, Canterra Energy:** A titre de représentant d'un des plus importants membres de l'IPAC, Canterra Energy, dont 48% des actions appartiennent au gouvernement...

**Le président:** Lorsque vous avez dit que vous apparteniez au gouvernement, avez-vous regardé le sénateur Kelly d'une façon significative?

**M. Ricciuti:** Il faut tenir compte de toute une série de facteurs quand on parle de l'augmentation graduelle du prix sur une certaine période. Il faut tenir compte de la période de temps visée et de la rapidité à laquelle il monte. Si le prix passait à \$90 à un taux de 2 p. 100 par année, compte tenu de l'inflation actuelle, nous n'aimerions pas tellement cette situation. Si, du jour au lendemain, le prix passait à \$90, cela pourrait représenter une catastrophe nationale. Il ne faut pas oublier que nous ne sommes pas un service public et que nous accepterons les risques qui accompagnent les fluctuations du prix; nous ferons des investissements en fonction de la situation. Vous savez fort bien que lorsque le prix de l'or monte, il en va de même pour celui du pétrole. Je ne crois pas que le consommateur canadien sera avantagé à l'égard du pétrole, du

[Text]

help out, subsidizing us to the extent of \$5, \$6 or \$7, and we don't want that. We would be opposed to any mechanisms that interfered with the normal price rise, recognizing the prerogative of government to protect its people under a similar set of circumstances.

**Mr. Morgan:** Providing that they were sufficiently severe.

**Mr. Ricciuti:** Oh, yes.

**The Chairman:** Who would judge that?

**Mr. Morgan:** We would leave that judgment for the time. I don't think we can design a system that accounts for that in an international crisis.

**Mr. Ricciuti:** I can put Canterra's position forward: we will ride with the market and face the consequences in a very serious way, if it rises too fast. As evidenced by excess supply that comes to the market, which is the natural gas situation, governments that protect industry end up being the loser. I look at the economy of Japan and that of Canada; the Japanese accepted the full price and we didn't; we are starting to pay.

If I could add another point, Mr. Dundas questioned the revenue sharing issue of 1979. I would add that in 1979 there was no PIP; the new statistics include PIP and you have to make money to spend in order to earn the PIP. If you took the revenue distribution on a purely and simple netback analysis, you would find we don't make anywhere near that; in fact our company is lucky to get 10 per cent of the revenue generated from the price. We tend to be in the high range for a company such as ours, not 50 odd per cent.

**Senator Kelly:** Just one question, and this is half question and half observation. You have mentioned obtaining economic reality by removing the front-end loader that currently exists in the taxing regime. One of the realities is that, by doing that, at least momentarily, you remove very substantial revenue from the federal government. You don't take any position in your brief on just how the negotiations would take place or should take place with the owners of the resource—the provincial and/or federal government administrations. One of the realities is that the government has to find those revenues someplace because they have debts and problems too. Are you going to take a stab at deciding where that burden should be shifted to?

**Mr. Morgan:** Senator Kelly, there aren't many of the key elements of our policy that aren't coming to the heart of your question. I think this is one that we spent a lot of time discuss-

[Traduction]

bois de construction ou du cuivre par exemple. Le montant monte en fonction des risques, mais personne n'étudie jamais ce qui pourrait se produire si les prix baissaient. Le gouvernement, dans cette situation, n'offre pas de nous aider et de nous verser des subventions de \$5, \$6 ou \$7 le baril, ce qui d'ailleurs nous convient parfaitement. Nous nous opposerions à tout mécanisme qui générerait la hausse normale des prix, même si nous reconnaissons le droit du gouvernement de protéger les Canadiens dans des circonstances semblables.

**M. Morgan:** A la condition que ces circonstances soient suffisamment graves.

**M. Ricciuti:** C'est juste.

**Le président:** Qui déciderait que le gouvernement doit intervenir?

**M. Morgan:** Je ne crois pas qu'on puisse élaborer à cet égard un système dont on se servirait lorsqu'il y a une crise internationale.

**M. Ricciuti:** Je peux vous faire part de la position de Canterra: nous suivrons le marché et ferons face aux conséquences si le prix monte trop rapidement. Comme on peut le voir d'après les excédents qui existent sur le marché, tout au moins au chapitre du gaz naturel, les gouvernements qui protègent l'industrie peuvent finalement être les grands perdants. Il suffit de comparer l'économie du Japon et celle du Canada. Les Japonais ont accepté de payer le plein prix alors que nous avons refusé. Nous commençons aujourd'hui à payer pour cette décision.

**M. Dundas** a posé quelques questions sur le partage des recettes en 1979. J'aimerais préciser qu'il n'existait pas alors de PESP; les nouvelles statistiques incluent ce programme et vous devez pouvoir dépenser de l'argent pour obtenir des subventions dans le cadre du PESP. Si vous étudiez la distribution des recettes en fonction des entrées nettes, vous découvrirez que nous n'avons vraiment pas un revenu aussi élevé; de fait, notre société se compte chanceuse d'obtenir 10 p. 100 des recettes provenant de ce prix de vente. Dans notre catégorie, nous obtenons un des meilleurs pourcentages; il ne s'agit certainement pas de 50 p. 100.

**Le sénateur Kelly:** J'aimerais vous poser une question; de fait c'est pratiquement une observation. Vous avez parlé d'arriver à une réalité économique en faisant disparaître la méthode de prélèvement des frais d'acquisition sur les premiers versements, actuellement prévue dans notre régime d'imposition. En procédant de cette façon, tout au moins pendant une certaine période, vous faites disparaître une source de revenu très importante pour le gouvernement fédéral. Dans votre mémoire, vous ne dites rien quant à la façon dont les négociations se dérouleraient ou devraient se dérouler avec les propriétaires des ressources, les gouvernements provinciaux ou fédéral, ou les deux. Le fait est que le gouvernement doit trouver quelque part ses recettes puisqu'il a des dettes et des problèmes lui aussi. Allez-vous tenter de décider à qui ce fardeau devrait être transféré?

**M. Morgan:** Sénateur Kelly, notre politique répondait précisément à vos préoccupations. Nous avons consacré beaucoup de temps à la discussion de cet aspect. Je devrais peut-être



[Text]

ing. Maybe I could try to address it in a fairly broad context and you could focus in, if I haven't done the job in answering properly.

I guess for more than a decade now, the industry had found itself in the position of being—to use the colloquial term—the ham in the sandwich between the two levels of government. We have found our past attempts at taking a position haven't left us in very good stead, and we find that the constant differences of opinion over who should get what share of the revenue from our industry have been the fundamental reasons why the industry hasn't done as well as it has the potential to do. So that is sort of the tragedy or irony of it all.

I guess it is fair to say that since 1973 or 1974 we have had to accept things like the federal government deciding that we couldn't deduct royalties as one of our costs for income tax purposes, and Alberta countering with other measures. We have been caught in that squeeze. You know, we go and talk to the province and, as they point out to us, they are the owners of the resources; so we enter into leases with them to find oil and gas. The Constitution provides that they are owners, so they believe that they have a fundamentally different kind of revenue sharing and that their right is taxation. We listen to these arguments and I suppose we can go and get the Constitution out and do all kinds of work on constitutional law to try to decide who is right and who is wrong, but ultimately that's not a game we are going to win.

So what we wanted to do is to indicate to both levels of government that our industry has a tremendous potential to do much better than it has; it can provide many more jobs; it has other benefits including security of supply, revenue from decreasing imports and so on. So, if they can just get together and settle those issues and come to us and say, "Look, why don't you go do your thing under this kind of reasonable environment, and we will worry about how we share what we call the 'resource levy', the sharing mechanism that we put into our policy." If they did that, we could move forward with the industry and do well for both of them. But it is not for us to take a stand on that issue; it's not as if we were sort of shying away from something we should be doing; we have simply come to the conclusion that we really shouldn't be doing it; we really should leave it to them; and past experience has shown us that to do otherwise is a very non-productive game for us.

**The Chairman:** Before I call on the next questioner, I am going to declare a ten-minute adjournment.

(On resumption)

**The Chairman:** Before I call on Senator Kirby, Mr. Dundas has a statement.

**Mr. Dundas:** I want to say very simply that we are worried about the consumer not being protected; he is currently paying \$75 a barrel at the pump.

[Traduction]

l'aborder dans un contexte plus général et vous pourriez du moins poser des questions plus précises si ma réponse ne vous satisfait pas.

Depuis plus de dix ans maintenant, l'industrie est en quelque sorte prise entre deux feux, deux paliers de gouvernement. Les efforts que nous avons faits afin d'adopter une position ne nous ont pas placés dans une situation très avantageuse; c'est parce que personne ne peut s'entendre sur la nature du partage des recettes provenant de notre industrie que cette dernière n'a pas réussi aussi bien qu'elle aurait pu le faire. C'est la tragédie ou tout au moins l'ironie de la situation.

Je crois qu'il est juste de dire que depuis 1973 ou 1974, nous avons dû accepter des choses, notamment la décision du gouvernement fédéral de ne pas nous permettre de déduire les redevances comme un de nos coûts dans le cadre de l'impôt sur le revenu, et l'adoption par l'Alberta de mesures à l'effet contraire. Nous avons été pris entre deux feux. Nous discutons de la question avec la province qui nous répond qu'elle est le propriétaire de ces ressources; nous obtenons d'elle des concessions afin de procéder à la prospection pétrolière et gazière. Aux termes de la constitution, les provinces sont les propriétaires, elles croient donc avoir un système vraiment différent de partage des recettes et pouvoir prélever des impôts. Compte tenu de ces raisonnements, je suppose que nous pouvons invoquer la Constitution et faire toutes sortes d'études sur le droit constitutionnel pour essayer de décider qui a raison et qui a tort, mais en dernier recours ce n'est pas un jeu où nous gagnerons.

Ce que nous voulons, c'est faire voir aux deux niveaux de gouvernement que notre secteur industriel possède un extraordinaire potentiel pour faire mieux qu'il n'a jamais fait; il peut fournir un grand nombre d'autres emplois. Il offre d'autres avantages, notamment la sécurité de l'approvisionnement, les revenus qui résultent de la diminution des importations. S'ils veulent bien se réunir et régler ces questions et venir nous dire: «Écoutez, pourquoi ne travaillez-vous pas dans ce climat plutôt raisonnable, et nous verrons comment nous partagerons ce que nous appelons les «recettes provenant de l'exploitation des ressources», le mécanisme de partage que nous avons prévu dans notre orientation?». S'ils le faisaient, nous pourrions aller de l'avant avec le secteur industriel et satisfaire les deux. Toutefois, il ne nous revient pas de prendre position sur cette question; ce n'est pas que nous esquivons une responsabilité; nous en sommes simplement arrivés à la conclusion que nous ne devrions vraiment pas faire cela; nous devrions leur laisser cette tâche; d'ailleurs l'expérience nous a montré qu'il ne nous sert vraiment à rien d'agir autrement.

**Le président:** Avant d'inviter le prochain interlocuteur, j'annonce que nous allons faire une pause de dix minutes.

(A la reprise)

**Le président:** Avant d'inviter le sénateur Kirby, je cède la parole à M. Dundas.

**M. Dundas:** Je veux simplement dire que nous nous inquiétons du peu de protection offerte au consommateur: Il paie actuellement 75 \$ le baril à la pompe.



[Text]

**The Chairman:** Senator Kirby.

**Senator Kirby:** Thank you, Mr. Chairman. I would like to begin by echoing what both you and Senator Kelly have said about the quality of the brief. I found the energy policy discussion paper, on which I would like to ask you some questions, very interesting. May I also say that your diary of the petroleum industry in Canada, which was circulated to us some time ago, is very interesting and is one that gives us a history that most of us on the committee found really helpful.

I wonder, Mr. Chairman, if I shouldn't begin by going back to where Senator Kelly left off, because it really takes us, I think, to the heart of the tough issues that we face. It seems to me that the brief or the energy discussion policy paper will be very useful in that it gives us an analysis of what the objectives of the energy policy ought to be and proceeds from there to the detail. Certainly one of our main challenges, I think, is to attempt to do what you have done in your paper, which is to outline a set of objectives and then try to reach some conclusions.

I notice in your remarks this afternoon you said that you found, and I think your phrase was, the objectives of the National Energy Program laudable. We have discussed one of those objectives rather thoroughly in Senator Kelly's questioning on Canadianization. I wonder if we might not explore the other two, and relate them to some of the things you have said in the paper.

First of all, in two or three places you talk about a fair share, and yet one of the things that concerns us as a committee is that fairness is a little like beauty, it is very much in the eye of the beholder. You haven't really done much to help us understand your definition of fairness. I realize the motivation which led you to take the position you did in response to Senator Kelly on the discussion paper. What constitutes fairness between two levels of government is in a sense their problem, and once your share is determined, where the rest of the pie goes is a matter for federal-provincial discussion. On the other hand, it seems to me one could make the argument that we would appreciate your guidance on the issue of fairness in two parts. First of all, what really constitutes fairness from the industry point of view? I'm a little worried that if we continue to take the position that the ultimate decision as to fairness as between the federal and provincial governments is up to them because, of course, what has happened over time, to some extent, is that, agreement having been reached between the two levels of government, their definition of fairness has been criticized in very vociferous terms. So, could you begin to expand a little bit on what you mean by fairness? I see that you also use the word "fairness" in your own objectives on page 1 of your report.

**Mr. Morgan:** I guess there are two sides to the question of what constitutes fairness. I will tell you what fairness is not to start with. Fairness is not encouraging investors to go out and invest money in the oil and gas business and, having had people put up their money and take those risks and get things going and finding oil and gas, coming along once it's done and

[Traduction]

**Le président:** Sénateur Kirby.

**Le sénateur Kirby:** Je vous remercie, monsieur le président. J'aimerais d'abord reprendre ce que vous et le sénateur Kelly avez déjà dit au sujet de la qualité du mémoire. Je trouve le document sur la politique énergétique très intéressante et j'aimerais vous poser quelques questions à ce sujet. Puis-je ajouter que votre journal de l'industrie pétrolière au Canada, qui a circulé il y a quelques temps, est très intéressant et nous a fourni un exposé que la plupart des membres du Comité ont trouvé vraiment utile.

Je me demande, monsieur le président, si je ne devrais pas revenir au point exact où la discussion en était arrivée avec le sénateur Kelly, parce que je crois que nous touchions au cœur de très difficiles questions qui se posent. Il me semble que le mémoire sur la politique énergétique sera très utile parce qu'il examine de façon très approfondie les objectifs que doit poursuivre la politique énergétique. L'un de nos grands défis consiste, je pense, à tenter de faire ce que vous avez déjà fait dans votre document, c'est-à-dire fixer un ensemble d'objectifs et en tirer des conclusions.

Je constate que dans vos observations de cet après-midi vous avez dit que vous trouvez, et je pense que ce sont là vos propres paroles, que les objectifs du programme énergétique national sont louables. Nous avons abondamment débattu de l'un de ces objectifs quand le sénateur Kelly a posé des questions au sujet de la canadienisation. Je me demande si nous ne devrions pas étudier les deux autres objectifs et les rattacher à certaines choses que vous avez écrites dans le document.

D'abord, à deux ou trois endroits, vous parlez d'une juste part, et l'un des éléments qui nous préoccupe en tant que comité est que l'équité, un peu comme la beauté, est très relative. Vous n'avez vraiment pas fait grand-chose pour nous aider à comprendre votre perception de l'équité. Je vois maintenant les motifs de la position que vous avez prise en réponse au sénateur Kelly au sujet du document. L'équité entre deux niveaux de gouvernement est un problème qu'ils ont eux-mêmes à trancher, et une fois votre part fixée la question de savoir qui aura le reste du gâteau se règle par des entretiens entre le gouvernement fédéral et les provinces. Il reste que nous apprécierions que vous répondiez à deux de nos questions au sujet de l'équité. Premièrement, qu'est-ce que l'équité du point de vue de l'industrie? Je me demande si nous devons continuer à croire que la décision ultime, en ce qui concerne l'équité, revient aux gouvernements fédéral et provinciaux, leur définition de l'équité, parce que même s'ils sont arrivés à s'entendre par le passé, a donné prise dans une certaine mesure, à de dures critiques. Pourriez-vous donc nous dire tout d'abord ce que vous entendez par équité. Je vois que vous utilisez cette expression à l'égard de vos propres objectifs à la page 1 de votre rapport.

**M. Morgan:** Je suppose qu'il y a deux aspects à la question de ce qui constitue l'équité. Je vous dirai tout d'abord ce qu'elle n'est pas. L'équité, ce n'est pas encourager les investisseurs à placer leurs capitaux dans l'industrie du pétrole et du gaz, à investir et à prendre des risques, à se lancer dans la prospection pétrolière et gazière, pour finalement se présenter

*[Text]*

introducing levels of royalties and taxes that are onerous. If this had been in place at the time the decisions were made to invest the money originally, there is no way the money would have been invested. So that isn't fairness. And now to say, "now that we have your money in the ground, let's see what we can do from here," that's not fair either.

In terms of new investment, fairness may be a little bit academic, because for us what we need is a fiscal regime under which we can make a profit if we do well, a profit which is commensurate with the risk involved in our business and the other competition for capital as it exists. As you know, you could put your money in the bank for 12 per cent or more during the last year or two, so for an industry showing a return on equity, which is the risk part of the business, the part we win or lose with, there's no way that we can expect people to put money into our business as opposed to putting it into a secure savings account, or buying government bonds or whatever. So in terms of fairness, I guess it means staying with commitments that were made at the time the investor was led to invest his money, and for the future having some security that the government will not do those kind of things again. That is fairness. But in terms of stimulating new investment, which is where our whole policy goes, you are not so much worried about fairness—I guess what I'm trying to say is that fairness will automatically be part of a system that allows us to attract investment. If the system is encouraging enough, it is going to be fair. I don't know if that gets to the sense of your question or not, Senator.

**Senator Kirby:** Well it does, except that I agree with you on the retroactive part which is essential to the first part. On what it means to the future, I guess I'm not sure you helped us a lot. It seems to me that at some point some decisions have to be made about how the particular pie is to be divided among the three parties.

**Mr. Morgan:** If you look at our policy with regard to new investment, fundamentally we are saying the funding levels it takes—the levels to be reached before we are able to get our money back—should be low. After that, they could be significantly higher because obviously that's when we actually establish that we have our return. So, by having a system that allows the investor a reasonable prospect of getting his money back, we are going to attract investment, and there is a certain discipline in that that automatically gets down to the fairness question, and gets down to whether or not the industry is viable and can attract investment. And, as we have said earlier, in every other industry in the country that is the nature of the business. If you invest and you are fortunate enough to be making some money, you are allowed to recover your cost before you start paying higher levels of taxation. So our program calls for modest levels during the period when you are recovering your investment, and for significantly higher levels afterwards. Structurally, that's the system applied to everything else that happens in the country, and it is hard to see,

*[Traduction]*

une fois le travail effectué et imposer des redevances et des taxes énormes. Si ces dernières avaient été décrétées au moment où les décisions en matière d'investissement ont été prises aucune somme n'aurait été investie dans ce secteur. Ce n'est pas cela l'équité. Et de dire: «Maintenant que vous avez investi votre argent, voyons ce que nous pouvons en tirer». Ce n'est pas non plus cela l'équité.

Parler d'équité, en ce qui concerne les nouveaux investissements est peut-être un peu trop théorique, étant donné que ce dont nous avons besoin c'est d'un régime fiscal en vertu duquel nous pouvons réaliser des bénéfices si tout va bien, des bénéfices à la mesure des risques que nous prenons et de la concurrence telle qu'elle existe pour les capitaux. Comme vous le savez, vous auriez pu placer votre argent à la banque à un taux d'intérêt d'au moins 12 p. 100 au cours des quelques dernières années, ainsi, pour obtenir un rendement de ses capitaux propres, ce qui constitue le risque pour elle, une entreprise ne peut s'attendre, en aucune façon que les investisseurs se tournent vers elle plutôt que de déposer leur argent dans un compte d'épargne garanti, d'acheter des obligations du gouvernement ou peu importe. Donc, lorsqu'on parle d'équité, je suppose qu'on veut dire respecter les engagements qui avaient été pris au moment où l'investisseur avait été poussé à placer ses capitaux et à l'avenir lui assurer que le gouvernement n'agira plus ainsi. C'est cela l'équité. Mais en ce qui concerne les mesures d'incitation aux investissements, ce vers quoi tend notre politique, on ne s'inquiète pas autant de l'équité—je suppose que ce que j'essaie de dire c'est que l'équité sera automatiquement une composante d'un système qui nous permettra d'attirer des investisseurs. Si l'on y prévoit suffisamment de stimulants, le système sera équitable. Je ne sais pas si je réponds là à votre question, sénateur.

**Le sénateur Kirby:** Oui, sauf que je suis d'accord avec vous sur la nécessité de l'effet rétroactif pour la première partie. Quant à ce que cela signifie pour l'avenir, disons que je ne suis pas certain que vous nous ayez beaucoup aidés. Il me semble qu'à un certain moment des décisions doivent être prises quant à la part réservée à chacune des trois parties.

**M. Morgan:** Si vous jetez un coup d'œil à notre politique en matière de nouveaux investissements, nous disons essentiellement que les niveaux de financement nécessaires—les niveaux qu'il faut atteindre avant de récupérer notre argent—devraient être bas. Ils pourraient par la suite atteindre de très hauts sommets étant donné que de toute évidence c'est à ce moment que nous établirons que nous avons vraiment récupéré notre argent. Ainsi, en recourant à un système qui laisse entrevoir à l'investisseur qu'il a de bonnes chances de récupérer son argent, nous attirerons les investissements. Il y a là une certaine discipline qui nous ramène automatiquement à la question de l'équité, qui nous fait nous demander si l'industrie est viable et peut attirer des investissements. Et, comme nous l'avons déjà dit, dans toute autre industrie au pays, les choses en sont ainsi. Si vous investissez et avez assez de chance pour réaliser des bénéfices, il vous est permis de récupérer vos coûts avant de passer à une tranche d'imposition supérieure. Notre programme exige donc des niveaux modestes pendant la période de récupération des investissements et des niveaux beaucoup plus élevés par la suite. Du point de vue de la structure, c'est le même système



[Text]

how any reasonable system could work any other way. The current system doesn't work that way.

**Senator Kirby:** I think that gives us a little more understanding of your position. I wonder if we can go on to talk about the policy objectives you have outlined—

**Mr. Dundas:** I'd like to expand on that for a second. The question you ask, and I think the question everybody asks is, what is the number that attracts people? That leads one to, say, fine tuning of something, which I believe should be properly applied to television or something. Obviously, there is room for some investment in oil exploration today, because there is a market. But most of that is in anticipation, today as it has been in the past, of something that is going to happen down the road. I think the case in point is the province of Saskatchewan where there is an awful lot of activity in this area and probably their system is royalty-free for a while. But in the full cycle of economics it still isn't the best system and the government has said, "look, when we get our act together we will ultimately give you a netback that will attract investment," and that is why they are there today. There's a lot of activity in Alberta right now and it is in anticipation of new revenue sharing systems that will be fair, and that fairness is what will attract investment.

**Senator Kirby:** To that extent, it is done on faith on your part.

**Mr. Dundas:** Yes.

**The Chairman:** Mr. Howard.

**Mr. Howard:** You mentioned that we might be separating ourselves from the discussions between the level of government, that is not our position. In fact, if you look at our underlying principles we are asking for a meaningful consultative process between the two parties—the two levels of government and ourselves. I guess what we are saying is that it is difficult for us to tell the governments how they should split their share, so we will tell them what we need. Just to reflect on the fairness point, we looked at this from the point of view of reasonable benefit to the industry. We are not seeking in the parameters that we have laid out unreasonable windfalls. There has been a great deal of modelling going on, and it is still going on, but we can't submit any results because they are incomplete. The creation of this policy resulted from a desire to trim down and get into a realistic world, and not to have windfalls going to the industry. That is fairness. As I said, we don't want it all. We recognize the need of the federal government, the needs of the owners, the needs of the provincial government, but we need something too. So let's have a fair split.

[Traduction]

qui s'applique partout ailleurs au pays et il est difficile de voir comment n'importe quel système raisonnable pourrait fonctionner autrement. Le système actuel ne fonctionne pas de cette façon.

**Le sénateur Kirby:** Je crois que cela nous fait un peu mieux comprendre votre position. Je me demande si nous ne pourrions pas maintenant parler des objectifs de la politique que vous avez définis...

**M. Dundas:** J'aimerais poursuivre là-dessus quelques instants. La question que vous posez, et je crois qu'il en va de même pour tout le monde, est la suivante: quel numéro faut-il tirer pour attirer les investisseurs? Cela nous amène par exemple à une campagne publicitaire, qui selon moi, devrait être bien orchestrée à la télévision, ou quelque chose du genre. De toute évidence, il y a encore aujourd'hui un peu de place pour les investissements dans le secteur de la prospection pétrolière, parce que le marché existe. Mais presque tous ces investissements sont faits en prévision, aujourd'hui comme par le passé, de quelque chose qui se produira plus tard. Je crois que l'exemple pertinent est la Saskatchewan où l'activité est fébrile dans ce secteur et dont le système ne comportera probablement pas de redevances pendant un bon moment. Mais du point de vue économique, ce n'est toujours pas le meilleur système et le gouvernement a dit: «Écoutez, lorsque nous serons partenaires, nous finirons par vous assurer un rendement net qui attirera les investisseurs», et c'est la raison pour laquelle ils sont ici aujourd'hui. Si l'activité est fébrile en Alberta à l'heure actuelle, c'est en prévision de nouveaux systèmes équitables de partage des recettes et c'est cette équité qui attirera les investisseurs.

**Le sénateur Kirby:** Et les investisseurs ont confiance.

**M. Dundas:** Oui.

**Le président:** M. Howard.

**M. Howard:** Vous avez dit qu'il se pourrait que nous ne participions pas aux discussions entre les divers paliers de gouvernement. Ce n'est pas la position que nous avons adoptée. En réalité, si vous jetez un coup d'œil à nos principes sous-jacents, nous demandons l'adoption d'un processus de consultation rationnel entre les deux paliers—les deux parties de gouvernement et nous-mêmes. Je suppose que ce que nous voulons dire, c'est qu'il est difficile pour nous de dicter aux gouvernements la façon dont ils devraient partager leur part; nous leur ferons donc connaître nos besoins. Quelques mots maintenant sur l'équité. Nous avons étudié cette question du point de vue d'un avantage raisonnable pour l'industrie. Les paramètres que nous recherchons ne sont pas déraisonnables. Nous avons mis au point un grand nombre de modèles et nous continuons à en préparer d'autres. Nous ne pouvons toutefois pour l'instant vous faire part de nos conclusions étant donné que les résultats sont incomplets. Nous avons élaboré cette politique dans le but d'élarguer, de revenir à la réalité et non d'assurer des bénéfices à l'industrie. C'est cela l'équité. Comme je l'ai dit, nous ne voulons pas être les seuls bénéficiaires. Nous reconnaissons les besoins du gouvernement fédéral, des propriétaires, des gouvernements provinciaux, mais nous avons également des besoins. Procédons donc à un partage équitable.



## [Text]

**Senator Kirby:** I think I understand your objectives. I think you said you would tell government what you need, but I suspect that if you talked to government policy-makers you might find that the figures would be highly debatable. Indeed, I would suspect that that would be true whether you talked to the federal government or the provincial government.

**Mr. Morgan:** I tried to make the point earlier and I don't think I made it very clearly, but if you have a system that allows investment in any business, whether it's oil and gas, or mines, or whatever it is, with the idea that you pay taxes on the profits, then you're going to have a fair system. You are going to be able to attract investment. But if you try, as Joe Dundas said, to try and fiddle around with fine tuning to determine how much you can take and how far you can go in taking front-end levies and if you maximize those, then you are discouraging investment. Fundamentally in our policy, we are saying, "look, we can only afford to pay, if we can afford to pay at all, low level taxation before we have made any profits." But after the profit is made, it is hard to understand why there should be a business discussion about taxation fairness with regard to the oil and gas industry that is any different from that related to any other business. By that I mean, that once those profits are there they can be taxed, and the tax system already does that, so fundamentally it's a structure of taxation on profits we are talking about.

**Senator Kirby:** On page 6 of your discussion paper, you have a section entitled "Special Incentives for Western Canadian Conventional Oil and Gas". There you are suggesting that there would be, whether you call them incentives or grants or subsidies or whatever, you are in fact suggesting in your own paper that there would be an environment for oil and gas industry different from that for other industries. So on that point you seem to be suggesting that the tax system should treat your industry the same as every other industry in some cases, but not in other cases.

**Mr. Morgan:** You have to remember that those special incentives all relate to the reduction of front-end taxation, which other levels of industry don't have by and large.

**Senator Kirby:** I would like now to deal with a couple of your own objectives which I have no difficulty with. You have set out five and I wonder if you have ever attempted to put any priority or ranking on those. It seems to me that the most difficult problems in public policy evolve around not so much agreeing on what the objectives are, because there are always several objectives, but around the very difficult trade-offs you have to make when you adopt a public policy which really stresses one objective, or ranks the objectives and makes one objective more important than the others. For instance, your second objective is to optimize the potential of Canada's petroleum industry to provide international trade revenue through the export of volumes surplus to Canadian requirements, and your third objective is to develop and maintain security of domestic oil and gas supplies. I just wonder how

## [Traduction]

**Le sénateur Kirby:** Je crois que je comprends vos objectifs. Vous avez dit que vous feriez part de vos besoins au gouvernement, mais je crains que si vous parlez aux décideurs du gouvernement, il se pourrait que vous trouviez que les chiffres sont très discutables. En fait, j'ai l'impression que cela pourrait être le cas, que vous parliez à des décideurs des gouvernements fédéral ou provinciaux.

**M. Morgan:** J'ai essayé de l'expliquer plus tôt, mais je ne pense pas m'être bien fait comprendre, mais si vous optez pour un système qui autorise des investissements dans n'importe quel secteur, qu'il s'agisse du pétrole, du gaz, des mines ou peu importe, avec l'idée de faire payer un impôt sur les bénéfices, votre système sera équitable. Vous pourrez alors attirer les investisseurs. Mais si, comme Joe Dundas l'a dit, vous essayez de mettre vaguement les choses au point, de déterminer votre part des profits et des limites quant aux taxes prélevées à la tête de puits et si vous maximisez ces taxes, vous découragerez alors l'investisseur. Dans le cas de notre politique, nous disons: «Regardez, nous ne pouvons assumer, au plus, qu'un bas niveau d'imposition avant de réaliser quelques bénéfices». Après que les bénéfices ont été réalisés, il est difficile de comprendre pourquoi on devrait discuter de l'équité de l'impôt en ce qui concerne l'industrie du pétrole et du gaz, c'est-à-dire d'un impôt différent de celui qui s'applique à n'importe quelle autre entreprise. Par cela, je veux dire qu'une fois que les bénéfices ont été réalisés, ils doivent être imposés, et le système fiscal est déjà pour cela. Nous parlons donc fondamentalement d'un impôt sur les bénéfices.

**Le sénateur Kirby:** A la page 6 de votre document, se trouve la partie intitulée: «Encouragements spéciaux pour le pétrole brut et le gaz naturel de l'Ouest canadien». Vous y laissez entendre qu'il y aurait, que vous les appelez encouragements, subventions ou peu importe, pour l'industrie du gaz et du pétrole, un régime différent de celui qui s'applique aux autres industries. Ainsi, sur ce point, vous semblez laisser croire que le système fiscal ne devrait traiter votre industrie comme les autres industries que dans certains cas seulement.

**M. Morgan:** Vous devez vous rappeler que ces encouragements spéciaux s'adressent tous à la diminution de taxes prélevées à la tête du puits alors que pour les autres industries cela ne s'applique pas dans l'ensemble.

**Le sénateur Kirby:** J'aimerais maintenant aborder quelques-uns de vos propres objectifs qui ne me créent aucun souci. Vous en avez exposé cinq et je me demande si vous avez jamais tenté de leur donner un rang prioritaire. Il me semble que la question la plus difficile en matière d'intérêt public ne consiste pas tant à s'entendre sur les objectifs, parce qu'il y en a toujours plusieurs, qu'à accepter les très pénibles concessions qu'il faut faire quand on adopte une orientation qui sert vraiment un objectif, qu'on donne un rang aux objectifs et qu'on en fait ainsi prévaloir un. Par exemple, votre deuxième objectif consiste à maximiser le potentiel de l'industrie pétrolière canadienne pour fournir des revenus commerciaux internationaux par l'exportation des excédents mesurés en fonction des exigences canadiennes; votre troisième objectif est d'acquiescer et d'assurer la sécurité des approvisionnements nationaux en

[Text]

you rank those, and in particular in light of the comments that you made in your opening remarks that one might infer, at least from what you said, that the security of supply objective is not really needed as an objective because in fact we have adequate security of supply. I think I heard that, and if that is not exactly what you said, please tell me if I am wrong.

**Mr. Morgan:** I think it is fair to say that security of supply is not today a public issue. I think it is a very important matter that we in the industry think we should amplify. Quite frankly, though, if we look at the public perception today of oil and gas security, it is not on the minds of people, and as you know, we are working towards those things that are on the minds of people. We think that jobs and economic activity are more important than anything else. So we have that as number one; it is one of the things that we can do in the industry to provide jobs and economic security.

**Senator Kirby:** I would like to come back to your five objectives and the order of priority in which you rank them. It seems to me that you have raised another very difficult issue that we have been wrestling with. I think you are quite right in saying that security of supply is not an issue today. But one of the problems is the extent to which you deal with longer term. You attempt to put in place policies to solve longer-term problems rather than dealing with what happens to be the priority issue of today, and to that extent the ranking of your objectives and your priorities seems to become quite important. And even though security of supply is not an issue today, it was not an issue in 1972 either. Yet we all saw massive amounts of media comment in ¶73 and ¶74 and so on to the effect of, "Why hasn't government done some planning to prepare?" That is the problem, it seems to me, with the short-term versus the long-term.

**Mr. Morgan:** Just to focus on two and three, and how we rate them and which one tends to be dominant, I think it is fair to say that when you look at these things you have to divide them up amongst the types of products that we produce. Obviously in the case of natural gas we have today reserves amounting to 41 times Canadian consumption. It is far more than we need, and far more than we can afford as an industry to carry as inventory. It is a very costly business to have all that stuff sitting there and not producing. The lapse of four or five years between the time of new discovery and the time of production is not very good from a business point of view, as you can appreciate. We need to get natural gas moving in larger volumes in the export market. It is important to us to do so. We already have security of supply of natural gas, so the opportunity is already there to generate activity and trade revenue. In the case of conventional oil we have a declining supply. It is better to offset that. In recent years, the outlook has been for declining supply unless we work very hard on enhanced recovery and new discovery. So there is an area

[Traduction]

matière de pétrole et de gaz. Je me demande comment vous classerez ces objectifs, compte tenu plus particulièrement des observations que vous avez faites dans vos remarques préliminaires et selon lesquelles on peut déduire que la sécurité des approvisionnements ne constitue pas vraiment un objectif puisqu'elle est déjà suffisante. Il me semble l'avoir entendu dire, et si ce n'est pas exactement ce que vous avez dit, je vous prie de rétablir les faits.

**M. Morgan:** Je crois qu'il est juste de dire que la sécurité des approvisionnements n'est pas aujourd'hui une question d'intérêt public. Néanmoins, je pense que c'est une question très importante que nous du secteur pétrolier estimons qu'il importe de souligner. Très franchement, si nous examinons la perception qu'a aujourd'hui la population de la sécurité des approvisionnements de pétrole et de gaz, on voit qu'elle ne s'en inquiète pas, or, comme vous le savez, nous nous occupons des préoccupations des gens. Nous pensons que les emplois et l'activité économique sont maintenant les éléments les plus importants. C'est donc pour nous un objectif premier. C'est l'une des choses que le secteur industriel peut faire pour fournir des emplois et assurer la sécurité économique.

**Le sénateur Kirby:** J'aimerais revenir à vos cinq objectifs et aux rangs prioritaires que vous leur avez attribués. Il me semble que vous avez soulevé une autre question très difficile à laquelle nous nous sommes attaqués. Je pense que vous avez tout à fait raison de dire que la sécurité des approvisionnements n'est pas une grande question d'actualité. Toutefois l'un des problèmes est de savoir dans quelle mesure vous devez prévoir à long terme. Vous tentez de mettre en place des orientations pour régler des problèmes à long terme plutôt que de résoudre ce qui constitue la question de l'heure, et pour cette raison l'ordre prioritaire de vos objectifs et vos priorités semblent prendre alors une très grande importance. La priorité des approvisionnements n'est peut-être pas une grande question maintenant, mais elle ne l'était pas non plus en 1972. Bien que nous ayons tous entendu à satiété les médias se demander dès 1973 et 1974 et encore après «pourquoi le gouvernement ne s'y est-il pas préparé?» Cela tient, il me semble, à une approche à court terme par opposition à une approche à long terme.

**M. Morgan:** Pour revenir au deuxième et au troisième objectifs, et à la façon dont nous les évaluons et déterminons lequel doit prévaloir, je pense qu'il est juste de dire que, quand on étudie ces choses, il faut les évaluer en fonction des types de produits que nous fournissons. Évidemment, en ce qui concerne le gaz naturel, nous avons aujourd'hui des réserves 41 fois supérieures à la consommation canadienne. C'est beaucoup plus que ce qu'il nous faut, et ces stocks dépassent largement ce qu'une industrie peut se permettre de garder. Il est extrêmement coûteux de conserver de tels stocks improductifs. Sur le plan commercial, un délai de quatre ou cinq ans entre une nouvelle découverte et son entrée en production n'est pas rentable, comme vous pouvez l'imaginer. Il faut donc que nous expédions de plus grands volumes de gaz naturel sur le marché de l'exportation. Il est important pour nous de le faire. Comme nous avons déjà assuré la sécurité des approvisionnements de gaz naturel, nous avons la possibilité de créer une activité et d'en tirer des revenus commerciaux. En ce qui concerne le pétrole conventionnel, nos réserves diminuent. Il vaudrait



## [Text]

where the direction should be narrowly focused in terms of pushing hard for increasing that oil and gas supply base. In that case, obviously the trade revenue is important and security is important. Also conventional oil is subject to the kind of shocks that we have had in the past, and we try and put ourselves in a position of not having to endure them.

In the case of heavy oil, it is a different ballgame again in that it's an almost inexhaustible resource, but the question there is getting the money and the technology mobilized to develop this tremendous resource. That is something that can lead to more intense domestic activity and tremendous activity in the export market. So looking at oil and gas, you have to look at each of the three components. The priorities for one wouldn't be the same as the priorities for the others.

**Mr. Dundas:** I agree. I think that if we could drop number three out of here—and maybe two and three are the same—and optimize the industry, which is your bigger goal, we could have self-sufficiency. What happens is we have flipped priorities around for the sake of self-sufficiency. But we could have made them equal because they are two sides of the same coin.

**Senator Kirby:** On that question, some of your comments on PIP seem to be pretty relevant. In your brief, in your opening comments, you talk about wanting to encourage not direct investment, and in response to some of Senator Kelly's questions you talked about Canadian companies. What happens to some of the smaller companies if in fact PIP is phased out as you proposed?

**Mr. Morgan:** John Hagg made the point earlier that like the League of Nations we have many companies and so we have—

**Senator Kirby:** The League of Nations has collapsed.

**Mr. Morgan:** Well, we haven't collapsed, we are going to stick around, and so we obviously have to do a lot of work in terms of addressing this among our rather diverse membership, small and big and so on. There is something special about a Canadian oil and gas entrepreneur. We are all in this business and fundamentally we say, "Hey, I can compete, I can do things well; if you just give me a chance and give me a reasonable prospect for getting money together and attracting investment from wherever, I can. I don't need all these government grants or whatever, because government grants tend to destroy, because they tell me what I should be doing rather than what I would like to do." I spend more of my time trying to figure out how I can get money out of the government than I do trying to find oil and gas and getting production.

**Senator Roblin:** You know where the mother lode is.

## [Traduction]

mieux qu'il en soit autrement. Au cours des dernières années, les réserves ont eu tendance à diminuer et pour renverser cette tendance il faut travailler très fort sur le plan de la récupération assistée et effectuer de nouvelles découvertes. C'est donc un domaine où il faut bien concentrer ses efforts pour accroître cette base d'approvisionnement en pétrole et en gaz. Dans ce cas, les revenus commerciaux tout comme la sécurité sont importants. En outre, le pétrole conventionnel est sujet au type de contrecoups que nous avons connus par le passé, et nous essayons de nous mettre en position de ne pas avoir à les subir.

En ce qui concerne le pétrole lourd, c'est une tout autre affaire aussi parce que cette ressource est pratiquement inépuisable. Le tout est de trouver l'argent et de mobiliser la technologie nécessaire pour mettre en valeur cette fantastique ressource. Elle peut donc produire une activité nationale plus intense et stimuler grandement le marché de l'exportation. En ce qui concerne le pétrole et le gaz, il faut bien tenir compte de chacune des trois composantes. Les priorités de l'un ne correspondraient pas nécessairement à celles de l'autre.

**M. Dundas:** Je le reconnais. Je pense que si nous pouvions supprimer le numéro trois, et peut-être même que le deuxième et le troisième sont identiques, et maximiser le potentiel de l'industrie, ce qui est notre plus grand objectif, nous pourrions attendre l'autosuffisance. Ce qui s'est produit, c'est que nous avons négligé les priorités pour assurer l'autosuffisance. Mais nous aurions pu les traiter également parce que l'un ne va pas sans l'autre.

**Le sénateur Kirby:** A cet égard, certaines de vos observations sur le PEN semblent fort pertinentes. Dans votre mémoire et vos remarques préliminaires, vous dites vouloir stimuler l'investissement indirect et en réponse à quelques questions du sénateur Kelly vous avez parlé de sociétés canadiennes. Qu'arriverait-il à certaines petites entreprises canadiennes si en réalité le PEN était supprimé graduellement comme vous le proposez?

**M. Morgan:** John Hagg a souligné plus tôt que, à l'instar de la Ligue des nations, nous possédons de nombreuses sociétés et...

**Le sénateur Kirby:** La Ligue des nations s'est écroulée.

**M. Morgan:** En tous cas, nous ne nous sommes pas écroulés, nous résisterons et, manifestement, nous avons beaucoup à faire pour régler cette question auprès de nos divers membres, tant les petites que les grandes entreprises. Un exploitant canadien de pétrole et de gaz est unique en soi. Nous sommes tous dans le même bateau et, fondamentalement, nous pensons: «Je suis concurrentiel, je peux bien faire les choses; donnez-moi une chance et des possibilités raisonnables de financement ainsi qu'un intéressant investissement et je réussirai. Je n'ai pas besoin de toutes ces subventions gouvernementales parce qu'elles ont tendance à détruire, parce qu'elles me forcent à certaines choses plutôt qu'elles ne me laissent libre de faire ce que je veux». Je passe plus de temps à tenter de trouver une façon d'obtenir des fonds du gouvernement qu'à découvrir du pétrole et du gaz et à entreprendre la production.

**Le sénateur Roblin:** Vous savez où se trouve le filon principal.



[Text]

**Mr. Morgan:** Right, and there have been interesting responses from among our membership, even from those who seem to have maximum benefits, the small companies that you have mentioned. We asked them whether or not they would do things if there were a better royalty and taxation regime as opposed to grants, and by and large they said "We want a better regime, we don't need the subsidies, let our industry go out and do things and we will get the money together, just give us a chance to make a profit if we are winners and we can contribute." So I think your question is a very interesting one, because it was interesting to us to see how our membership responded to that concern.

**Senator Kirby:** I asked the question partly because I was interested in the mixture of responses you might have got from your membership, but also in response to your position that the 50 per cent Canadian ownership rules should apply when you got into production. I was curious to know, if a number of your firms had to use PIP grants to be in the game on Canada lands, what happens to their position if there's no PIP or something like that when you get production? Because it seems to me that if one is going to decrease the federal take from the industry one is also going to decrease federal expenditures to the industry.

**Mr. Morgan:** No question.

**Senator Kirby:** And it seems to me that federal deficit problems and provincial deficit problems will require that.

**Mr. Morgan:** The long lead time makes it very difficult for high risk frontier exploration. This has certainly been demonstrated during the period when we were trying to find some reserves. When you come close to being able to put those reserves into production, you usually have demonstrated the technology and the presence of reserves and the ability to bring them on stream, which is certainly the case in the North Sea. There the question was, "How in heck would we get a production platform out in the middle of that environment?" Over time when it comes time to getting close to production, it is much easier to finance these kinds of projects. It is easier when you're at the production stage than when you are at the risk stage. At the stage we are at now, it is very difficult if you have to finance it totally on risk equity. But as you move forward and get closer to the production stage, Canadian companies will be able to finance their share of these investments.

**Senator Kirby:** They will be able to do that even in the absence of any particular program to assist the smaller company?

**Mr. Morgan:** I would say so, and I would ask my colleagues for any supplementary on that.

**Senator Kirby:** I would appreciate some comments on that issue.

**Mr. Morgan:** We are talking specifically about the production stage here.

**Senator Kirby:** Assuming that there was no production version of PIP and assuming that PIP had in effect disappeared.

[Traduction]

**M. Morgan:** C'est exact, et certains de nos membres ont eu une réaction intéressante, même ceux qui semblent retirer le maximum d'avantages, les petites sociétés dont vous avez parlé. Nous leur avons demandé si elles agiraient davantage sous un meilleur régime d'imposition et de redevance, par opposition aux subventions et, dans l'ensemble, elles nous ont répondu: «Nous voulons un meilleur régime, nous ne voulons pas des subventions, laissez notre industrie agir et nous rassemblerons les fonds, donnez-nous l'occasion de faire un profit si nous sommes gagnants et pouvons contribuer». C'est pourquoi je trouve votre question très intéressante puisque nous tenions à savoir ce qu'en pensaient nos membres.

**Le sénateur Kirby:** J'ai posé cette question en partie parce que je voulais avoir une idée des diverses réactions que vous avez obtenues de vos membres mais également pour faire suite à votre affirmation selon laquelle la règle de propriété canadienne de 50 p. 100 doit s'appliquer à la production. J'étais curieux de savoir si certaines de vos entreprises ont dû recourir à des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier pour prendre part aux activités sur les terres du Canada; qu'arrive-t-il si elles ne peuvent se prévaloir d'un tel programme au moment de la production? Il me semble que si on veut diminuer la part que tire le gouvernement fédéral des activités de l'industrie, il faudra également réduire les fonds que le gouvernement y affecte.

**M. Morgan:** Aucun doute.

**Le sénateur Kirby:** Il me semble aussi que les problèmes des déficits fédéral et provinciaux exigeront que l'on agisse de la sorte.

**M. Morgan:** La longueur du délai nécessaire rend l'exploration des zones Pionnières très risquée. On en a eu la preuve lorsque nous avons tenté de trouver des réserves. Lorsque vous êtes sur le point d'exploiter ces réserves, vous avez normalement déjà prouvé l'efficacité de la technologie et établi la présence de réserves ainsi que votre capacité de les exploiter, ce qui est certes le cas pour la mer du Nord. La question était de trouver une façon d'installer une plate-forme de production en mer. A mesure qu'approche le moment de la production, il devient plus facile de financer ce genre de projets. C'est plus simple à l'étape de la production qu'à l'étape de l'évaluation des risques. Au point où nous en sommes maintenant, il est très difficile de financer totalement ces activités en capitaux spéculatifs. Mais à mesure qu'elles progressent et approchent de l'étape de la production, les sociétés canadiennes seront en mesure de financer leur participation.

**Le sénateur Kirby:** Même s'il n'existe aucun programme d'aide à la petite entreprise?

**M. Morgan:** C'est ce que je pense; mais je demanderai plus de détails à mes collègues.

**Le sénateur Kirby:** J'aimerais que vous fassiez des observations sur la question.

**M. Morgan:** Nous parlons plus particulièrement de l'étape de la production.

**Le sénateur Kirby:** Admettons que le PESD ne s'appliquait pas aux activités de production et qu'il n'existe plus.

*[Text]*

**Mr. Howard:** In the PIP grant system as laid out now, the development of PIP I believe is only 20 per cent, which in itself when you look at the gross cost of the development on the Scotian Shelf or the Grand Banks is not really a major component. I think the view of the small company, at least the view of this small company, is that if we get out there and make a discovery we will use our financial ingenuity and imagination, and come up with a way that will keep us in the development. Maybe it is not a totally planned process where we are not wasting a lot of time worrying about things that aren't going to happen. But when that problem arises, we will make sure that we are in there, and I think that reflects a bit on the entrepreneurial type that we are talking about. It has been pointed out to me as an aside here that a major part of the small, or the Canadian company business is equity. Whether it is in the conventional business or whether it is on Canadian land exploration, there has to be an equity component with an exploration company as it grows, and that would play a part in any development.

**The Chairman:** I think it is very important that we have this point clarified. I want to make it abundantly clear. You are telling us that moving from exploration to development or production you see no need for any further assistance to the proposal.

**Mr. Morgan:** I qualified that earlier by saying that by bringing deferred tax and currently taxable companies into the same position would be necessary. We couldn't have, for example, a large multinational spending 50 cent dollars which they could then deduct against current taxes, and a Canadian company alongside spending full dollars. We would have to be put in a position of using our built-up tax credits. Other than that, we would say there would be no difference.

**Senator Kirby:** Not being an expert on the tax system, Mr. Chairman, I think it would be useful to talk to the staff about that. I would really like to understand the tax details of that particular proposal. I would be quite interested in going through the details.

I wonder if I might ask one last question, Mr. Chairman, which relates to another interesting idea in the policy discussion paper called the resource levy, the mechanics of which I understand. This is really in your view the ultimate share of the pie the division of which would be settled by federal-provincial negotiations. I can't resist asking why you suggested it would be administered by the provincial government, and in particular as a corollary to that, who is going to administer it on Canada lands?

**Mr. Morgan:** In the case of Canada lands we don't have a resource levy. But on Canada lands obviously it would be administered by the owner of the land, the federal government. The nature of the calculation involves quite a few factors; you consider the base royalties first of all and deduct them, and then the operating costs and a portion of the reinvestment in that particular jurisdiction be it federal or provincial. The mechanics of the calculation are probably more practically administered by the government or the jurisdiction in question.

*[Traduction]*

**M. Howard:** Dans le cadre PESP actuel, il me semble que les subventions ne sont que de 20 p. 100, ce qui ne représente vraiment pas un pourcentage important, si vous prenez en considération le coût brut des activités d'exploitation sur le plateau continental scotien ou les grands Bancs. A mon avis, la petite entreprise, du moins celle que je représente, estime que si ses explorations donnent lieu à une découverte, elle usera de son ingéniosité financière et de son imagination pour trouver une façon de poursuivre l'exploitation. Peut-être ne s'agit-il pas d'un processus planifié du début à la fin, mais nous ne perdons pas de temps à nous inquiéter de ce qui n'arrivera pas. Mais lorsqu'un problème donné se présente, nous veillons à le régler de front, et je pense que cela traduit quelque peu l'esprit d'entreprise dont nous parlons. On m'a signalé entre parenthèses que l'avoir des actionnaires représente un important élément de la petite entreprise canadienne. Qu'il s'agisse d'entreprise traditionnelle ou d'exploration des terres du Canada, l'avoir des actionnaires doit faire partie intégrante d'une société d'exploration à mesure qu'elle grandit,

**Le président:** Il est essentiel de cerner ce point. Je tiens à ce qu'il soit on ne peut plus clair. Vous dites ne pas voir la nécessité d'une aide financière additionnelle pour passer de l'exploration à l'exploitation ou à la production.

**M. Morgan:** J'ai dit plus tôt que ce serait nécessaire si l'on mettait dans la même situation les sociétés jouissant d'un report d'impôt et les sociétés assujetties à l'impôt à court terme. Par exemple, on ne pourrait avoir, d'une part, une grande multinationale qui dépense des dollars à 50¢ qu'elle pourra ensuite déduire de ses impôts à court terme et, d'autre part, une autre société canadienne qui dépense des dollars de 100¢. Il nous faudrait recourir à nos crédits fiscaux accumulés. Autrement, je dirais qu'il n'y a aucune différence.

**Le sénateur Kirby:** Comme je ne suis pas expert en fiscalité, monsieur le président, je crois qu'il serait utile de discuter de la question avec le personnel. J'aimerais vraiment comprendre les aspects fiscaux de la situation. Je serais bien curieux d'en comprendre les détails.

Permettez-moi de poser une dernière question, monsieur le président, qui se rapporte à une autre idée intéressante qui a été soulevée dans le document de travail, c'est-à-dire l'imposition des ressources, concept que je comprends. A votre avis, il s'agit bien là de la meilleure part du gâteau, lequel serait partagé aux termes de négociations fédérales-provinciales. Je ne peux m'empêcher de vous demander pourquoi vous avez laissé entendre qu'elle serait régie par les gouvernements provinciaux et, plus particulièrement, comme corollaire, quelle autorité se chargerait des terres du Canada?

**M. Morgan:** Pour ce qui est des terres du Canada, les ressources ne sont pas imposées. Mais le programme est, bien entendu, géré par le propriétaire des terres, le gouvernement fédéral. Le calcul même nécessite la prise en considération de plusieurs facteurs; vous tenez compte d'abord et avant tout des redevances de base et les déduisez, et puis vous déduisez les coûts d'exploitation et une partie des fonds réinvestis dans le territoire, qu'il soit fédéral ou provincial. Il est plus pratique pour le gouvernement, ou la compétence intéressée, d'effectuer



[Text]

In the case of administration, maybe we don't regard that as a big issue. For years, the federal government has administered income tax on behalf of the provinces, so I guess in this case the provinces could administer some tax that would go to the federal government.

**Senator Kirby:** I was just interested in whether or not it was an administrative simplicity or whether there was something else hidden in there that I hadn't seen.

**Mr. Morgan:** I don't think there is anything hidden.

**Senator Kirby:** It is essentially for administrative purposes.

**Senator Roblin:** We are having a very interesting afternoon, and I think the major points of the presentation have been dealt with by my colleagues, but there are one or two odds and ends perhaps we might clear up. Going back to the revenue levy, I am wondering whether it is possible to consider remodelling the PGRT to take the place of the revenue levy by importing into it the allowances that you have in the revenue levy? It might be more convenient, politically at least, for the federal government to continue to collect that itself. It is structured in such a way that it removes some of the more harmful implications of the PGRT. I just throw that out as an idea, and I wonder if it is worth pursuing.

**Mr. Morgan:** I guess maybe that would reduce the level of taxation that we are now subject to, and the non-deductibility aspect and the hidden part of the situation that makes it much, much worse would be supported by the industry. But our fundamental thinking is that that approach would be fundamentally inconsistent with the way we conceived our policy, because we conceived it on the basis that there should be this overall profit-related levy that is really one stream of revenue, and the governments can decide how they should share it. The moment that you introduce two streams of revenue, one of which is separate and distinct from the other and only available to the federal government, and the other also separate and distinct and available only to the provincial government you have a problem. To remove that commonality of interest we think would be in the interest of the industry and both the federal and provincial governments, in terms of trying to recognize each other's take. Then they can decide, if this industry is creating wealth, how much wealth can be shared with government. That is really the fundamental issue. Any industry can only create so much wealth; some industries can afford to pay nothing to governments because they are simply not currently profitable. Maybe they will be in the future. There are quite a few of those around today, as you know. For our own industry, even in today's circumstances, the fundamental economics of almost all of our oil and gas activities are pretty good. It is a question of what portion of it the people who are performing the activity get to finance it and pay for it. So, I guess it's an idea that we wouldn't necessarily be against, but it would be inconsistent with what we are trying to accomplish.

**Senator Roblin:** Well conceptually I agree with your point, from a practical point of view. However, it is pretty difficult to

[Traduction]

le calcul. Quant à la question de l'administration, nous ne la considérons pas comme majeure. Depuis des années, le gouvernement fédéral administre l'impôt sur le revenu pour le compte des provinces, de sorte que, dans ce cas, les provinces pourraient administrer des impôts qui reviennent au gouvernement fédéral.

**Le sénateur Kirby:** J'étais simplement curieux de savoir s'il s'agissait d'un simple détail administratif ou s'il y avait là un élément important que je n'avais pas vu.

**M. Morgan:** Je ne pense pas qu'il y ait quoi que ce soit de caché.

**Le sénateur Kirby:** C'est essentiellement à des fins administratives.

**Le sénateur Roblin:** Nous venons de passer une après-midi très intéressante et je crois que mes collègues ont soulevé les points majeurs de l'exposé; toutefois, nous pourrions clarifier un ou deux autres détails. Revenons à l'imposition des revenus si vous voulez bien; je me demande s'il est possible de songer à modifier l'impôt sur les revenus pétroliers afin qu'il remplace l'imposition des revenus en y ajoutant les indemnités qui vous sont permises? Ce pourrait être plus pratique, du point de vue politique en tout cas, que le gouvernement fédéral continue à percevoir lui-même les taxes. Le système est structuré de telle sorte qu'il élimine certains des effets les plus néfastes du P.G.R.T. C'est tout simplement une idée que je lance et je me demande si elle vaut la peine qu'on s'y attache.

**M. Morgan:** Je suppose que cela réduirait peut-être le niveau des taxes auxquelles nous sommes assujettis à l'heure actuelle, et la non déductibilité, et la partie cachée de la situation qui aggrave le tout, trouverait l'appui de l'industrie. Mais, à la base, nous pensons que cette approche serait fondamentalement illogique avec notre politique, puisque nous l'avons conçue selon le principe qu'il devrait exister une imposition globale liée au profit, qui consiste essentiellement en une source de revenu, et les gouvernements peuvent décider entre eux de la façon de se la partager. Dès que vous avez deux sources de revenu distinctes, l'une dont seul peut se prévaloir le gouvernement fédéral et l'autre uniquement le gouvernement provincial, vous avez un problème. Pour éliminer cette communauté d'intérêts, nous estimons que l'industrie et les gouvernements fédéral et provinciaux auraient intérêt à reconnaître la part de l'autre. Ensuite, ils pourront déterminer, si cette industrie est lucrative, les sommes qui leur reviennent. Voilà la question fondamentale. Une industrie ne peut engendrer qu'une quantité donnée de richesses; certaines industries peuvent ne rien payer aux gouvernements parce qu'elles ne sont tout simplement pas lucratives—il en existe un certain nombre aujourd'hui, comme vous le savez—peut-être le deviendront-elles plus tard. Quant à notre propre industrie, même dans les conditions actuelles, la plupart de nos activités d'exploration pétrolière et gazière sont assez lucratives; il faut déterminer dans quelle mesure les intéressés les financent. C'est pourquoi je suppose que nous ne serions pas forcément opposés à cette idée, mais elle serait contraire avec nos objectifs.

**Le sénateur Roblin:** En principe, je conviens avec vous mais, du point de vue pratique, il est plutôt difficile d'obtenir de



[Text]

get two levels of government to agree to levy a common tax. Even when one government collects it all, like the personal income tax, the two parties still set their own rates. So I think you have to face that. I don't know why we should be burdened with this, but we certainly have to face that problem. Carrying on with the PIP situation, I noted that you realize, and that you make it clear, that if the PGRT is eliminated, that eliminates the money to pay for PIP, so PIP goes out too. I take it from what I've heard so far that if there were no PIP on the Canada lands there would be very few smaller Canadian companies there. I have to assume that that is all right with you, or is my assumption wrong and do you see any way that there is a place for the smaller Canadian companies in the elephant country up there?

**Mr. Morgan:** Let me see if I can start off with an answer, and then my colleagues can make any comments—those of my colleagues who are involved in frontiers. Our company is involved in the Beaufort, for example, and is seriously looking at other areas. It is not looking so much on the basis of PIP grants but as to overall future viability of those areas and as a strategic measure as to how they could contribute to our oil and gas reserves in the future. But if you look at the situation that exists today, a good deal of the oil and gas exploration prospects are covered by current activity, current exploration programs that are the subject of and the concern of exploration agreements between the companies and the federal government. Those exploration agreements have terms the intent of which is to see the exploration of those areas carried out over the next two or three years. It is fair to say that we are rather hopeful that that will be the case. They will do a lot of the initial exploration of the frontier areas that are most prospective. And we are saying that since those agreements are already made, and drilling rigs are bought and all kinds of things are happening, those Canadian companies that are participating, depending on PIP grants, would continue to be funded in that way. So I think it is fair to say that a lot of the frontier exploration and activities in the next two or three years would carry on, and we hope we would have a great deal of assessment as to what the prospects for the frontiers are, and also for the Canada lands. Possibly there would be a question, after the change was made, as to whether there might not be any more Canadian companies, or there might not be as many Canadian companies participating and that most of the exploration activities would be under way anyway.

I would ask if John Howard or Frank Ricciuti would like to add to that.

**Mr. Ricciuti:** First you must ask what "small" is, and you are obviously not going to get the "mom and pop" grocery store owner out in the frontier. You know, when one asks that question it seems to me there is a basic lack of understanding of the small guy; but he is often smarter than the big guy.

**The Chairman:** Almost always.

[Traduction]

deux paliers de gouvernement qu'ils prélèvent un impôt commun. Même si une seule autorité s'en occupe, comme pour l'impôt sur le revenu personnel, les deux parties établissent chacune de leur côté leurs propres taux. Il faut donc prendre ce facteur en considération. J'ignore pourquoi nous devrions nous en préoccuper, mais nous devons assurément envisager le problème. Quant au PESP, je vois que vous reconnaissez, et que vous précisez, que l'abandon de l'impôt sur les revenus pétroliers entraînerait la disparition des fonds destinés au PESP de même que du PESP proprement dit. Si j'ai bien compris ce qui a été dit jusqu'ici, le nombre des petites sociétés canadiennes d'exploration serait très limité s'il n'existait pas un programme d'encouragement du secteur pétrolier appliqué aux terres du Canada. Je suppose que cela ne vous gênerait pas, à moins que je ne me trompe et que vous estimiez que les petites sociétés canadiennes ont un rôle à jouer dans ces immenses régions éloignées?

**M. Morgan:** Je vais d'abord essayer de vous répondre et laisserai ensuite mes collègues qui participent à des activités dans des régions éloignées vous faire leurs commentaires. Notre société mène des activités dans la mer de Beaufort, par exemple, et s'intéresse sérieusement à d'autres régions, non point pour obtenir des subventions au titre du PESP mais pour déterminer la viabilité future globale de ces régions et pour augmenter nos réserves pétrolières et gazières stratégiques. Actuellement, toutefois, une bonne partie des activités d'exploration pétrolier et gazière sont visées par des programmes d'exploration qui font l'objet d'ententes entre les sociétés et le gouvernement fédéral. Ces ententes d'exploration contiennent des dispositions aux termes desquelles l'exploration de ces régions doit être effectuée au cours des deux ou trois prochaines années, et nous avons bon espoir qu'il en sera ainsi. Les sociétés se chargeront une bonne part des premiers travaux d'exploration des zones éloignées qui offrent le plus de possibilités. Et, puisque ces ententes sont déjà ratifiées, que les matériels à déjà été acheté et que les activités ont déjà commencé, les sociétés canadiennes intéressées continueront d'obtenir des fonds au titre du PESP, dans la mesure où ils sont disponibles. Je crois qu'il est donc juste de dire qu'un bon nombre des activités d'exploration et autres des régions éloignées se poursuivront durant les deux ou trois autres prochaines années, et nous comptons sur de nombreuses évaluations pour déterminer les perspectives de succès dans les régions pionnières et les terres du Canada. Peut-être faudrait-il déterminer, une fois le changement fait, s'il y aurait lieu de limiter ou de réduire le nombre des sociétés canadiennes participantes; le gros de l'exploration serait déjà en train, de toute façon.

Je laisserais John Howard ou Frank Ricciuti ajouter leurs commentaires s'ils le désirent.

**M. Ricciuti:** Tout d'abord, il faut savoir ce qu'est une «petite» entreprise, puisque vraisemblablement, l'épicier du coin n'ira pas s'installer dans les régions isolées. Vous savez, il me semble que ce fait de poser cette question témoigne d'une profonde de la petite entreprise; mais elle est souvent plus rusée que la grande.

**Le président:** Presque toujours.

[Text]

**Mr. Ricciuti:** You will find worldwide that the larger company often goes in and breaks ground. They can afford the risk. The Gulf of Mexico is an example as is the North Sea. The north of Africa is also an example and so is the east coast of Canada and the Beaufort Sea. For the small company to get involved either he must be sharp enough to strike a good deal, as one person at this table has done. I believe that person is participating in one well at the frontier and it happens to be a damn good one. Large companies have drilled as many as 200 or 300 wells. You have to keep in perspective the intellect of the smaller entrepreneur. Secondly, the small company has a consortium approach which means that 6 or 7 or 8 or 9 companies get together to share the cost of 5 or 6 or 7 per cent in a particular well. So I wouldn't underestimate at all their ability when they see the opportunity. The small investor often has less discretionary cash, he is a little sharper in his play, he is not likely to take a well just for the opportunity of drilling another one. But I think the question has to be, how small is small? And how many do you want in? The frontiers are rather like the tar sands. One of the possible results of the IPAC proposal is a handful of very large Canadian companies with Canadian development and Canadian technology. You have a half a dozen there that could be leaders in development of frontier resources and several smaller companies coming along in any of these regions wherever they may be. I wouldn't at all dismiss the idea that these companies might be in frontier projects and I wouldn't be surprised if some of them were to enter the initial stage of production before many of the bigger companies. I think Ranger Oil was one good example; they went to the North Sea which was a big league game in which they couldn't afford to participate. However, they did, and they ended up with one of the largest discoveries in the North Sea. Once you have a discovery, financing is no problem. And that is probably what will happen in the East and the North of Canada.

**Senator Roblin:** Needless to say I rather like your answer. One of the arguments that has been put to us, of course, is that PIP in the north, with the Canadian factor added, has drawn in a number of smaller investors and I think your Socratic method is right, you should define your terms and I haven't done so. Some smaller Canadian companies have been drawn in to take part in it, and if we abandoned this we would be handing over all that frontier to the Seven Sisters, or whatever they are called, and that would not be a good thing. But you are saying that you think there may be some room for smaller companies once we know a little bit more about what we have out there. That might not satisfy the people who have 75 per cent Canadian content. But that answer helps me a lot.

**Mr. Ricciuti:** However, I think the IPAC paper has a grandfathering clause which means you wouldn't abandon; that is a commitment.

**Senator Roblin:** I think that goes without saying. We have had enough of the unilateral backward move and we don't need any more. The people who are in the business now have to

[Traduction]

**M. Ricciuti:** Vous remarquerez que, dans le monde entier, ce sont les grandes sociétés qui sont les instigatrices. Elles peuvent se permettre de prendre des risques. Prenez, à titre d'exemple, le golfe du Mexique et la mer du Nord, de même que le nord de l'Afrique, la côte est du Canada, et la mer de Beaufort. Pour prendre part à ces activités, la petite société doit faire preuve de rapidité d'esprit pour saisir une bonne affaire, comme l'un d'entre nous y est parvenu. Je crois que cette personne dont je parle participe à un forage dans les zones pionnières qui s'avère très rentable. De grandes sociétés ont foré jusqu'à 200 ou 300 puits. Il ne faut pas négliger le pouvoir de raisonnement du petit entrepreneur; il fait habituellement partie d'un consortium, de sorte que six, sept, huit ou neuf sociétés se regroupent pour partager 5, 6, ou 7 p. 100 du coût d'un puits donné. Loin de moi l'idée de sousestimer leur capacité de saisir une occasion. Le petit investisseur possède souvent un budget discrétionnaire moindre, mais il est plus vigilant et ne se lancera probablement pas dans des travaux de forage pour le plaisir. Mais la question est de déterminer ce qu'est une petite entreprise, et combien d'entre elles vous êtes disposés à accepter. Les zones pionnières sont en quelque sorte semblables aux sables bitumineux. Peut-être la proposition de l'APIC provoquera-t-elle le regroupement d'un petit nombre de très grandes sociétés canadiennes utilisant la technologie canadienne. Une demi-douzaine d'entre-elles pourraient diriger l'exploration des ressources des régions éloignées et plusieurs petites sociétés pourraient suivre leurs traces dans l'une ou l'autre de ces régions. Je ne rejetterais pas d'emblée l'idée que ces petites sociétés pourraient participer à des projets d'exploration dans des régions éloignées et ne serais pas étonné si certaines entamaient la production avant nombre des grandes sociétés. Ranger Oil en est un bon exemple; elle s'est intéressée aux ressources de la mer du Nord pour relever un défi dont elle n'était pas à la mesure. Toutefois, elle a fait une des plus importantes découvertes de la mer du Nord. Dès que vous faites une découverte, le financement ne pose plus de problème. C'est probablement ce qui se passera dans l'est et le nord du Canada.

**Le sénateur Roblin:** Nul besoin de préciser que votre réponse me plaît. Bien entendu, on nous a signalé, entre autres, que, compte tenu du facteur canadien, le programme d'encouragement du secteur pétrolier dans le Nord a attiré un certain nombre de petits investisseurs, et je pense que votre méthode socratique est juste, il faut définir les conditions, ce que je n'ai pas fait. On a fait appel à quelques petites sociétés canadiennes et, abandonner ce projet équivaldrait à convier toutes ces régions pionnières aux sept grosses internationales, ce qui ne serait pas avantageux. Mais vous pensez pouvoir faire une place pour les petites sociétés lorsqu'on saura mieux ce que recèlent ces régions. Cela ne fera peut-être pas plaisir aux sociétés canadiennes à 75 p. 100, mais cette réponse me satisfait énormément.

**M. Ricciuti:** Toutefois, je crois que le document de l'APIC contient une clause des droits acquis que vous empêche d'abandonner; c'est un engagement.

**Le sénateur Roblin:** Cela va sans dire. Nous avons assisté à suffisamment de mouvements de retrait unilatéraux. Il faut



[Text]

be respected and the grandfathering clause certainly applies there.

Could I move on to another point here to see if I can elicit an opinion from you? We have been talking about security of supply, particularly in the light oil part of the industry. It is pretty clear that we are going to be short in the time to come. So government, perhaps advisedly, are interested in some sort of insurance against that situation developing and some of the things that are being done now are advertised as being of that kind. So supposing we say yes, perhaps from the governmental point of view it is necessary to think about security of supply and to buy some insurance on it, who should pay for it? Should the oil industry pay for it, which I think is the effective case today, or should there be a charge on the general population?

**Mr. Ricciuti:** Who's insured?

**Mr. Morgan:** I guess our feeling, fundamentally where we are coming from, is that all that has to happen is for the oil industry to be given a chance to go out and do everything it can do in terms of activity and potential to find oil and gas, and we will have security of supply. Looking at the international marketplace and the current environment for oil, there would appear to be nothing more that government has to do than to give the industry a chance. The interesting question, if you look at it the other way, is, how much can government take out of this industry? It is not how much can they put in to ensure security of supply? So in our case it is a matter of leaving us with something rather than putting something in. All we are asking is to be left with enough to do business.

**Senator Roblin:** Well, I remember when gas was 14 cents per thousand cubic feet and we were told we didn't have any, but when we increased the price enough, we found we had all kinds. Of course, that was just one case. But in the case of oil where you have a different pricing regime in place right now, and with the time it takes to develop some of these reserves, it might not work quite as smoothly if you were given your head to find oil. My own prejudice is to say that our security of supply is right up there in the oil sands. If that is so, that is the place where the premium ought to apply. But I will get on to another topic.

The supply of capital, I guess that is the right word, for smaller Canadian oil companies seems to be a problem, the supply of equity capital. You are telling us that since the energy policy came in there have been very few successful efforts to raise equity capital for smaller firms, and that certainly is a true statement. What is your recipe for improving that so you are more effective? I guess I am asking what is the rate of return that you see as necessary? Maybe you have some comments on cash flow. That used to be a big factor for investors in the industry. What should we do that we are not doing now to make your industry a little more attractive to the private investor?

**Mr. Morgan:** Well I think that the number one thing is obviously to have a physical regime of royalty and taxation that

[Traduction]

maintenant respecter les gens de l'industrie, et l'application de la clause des droits acquis ne fait aucun doute.

Permettez-moi de passer à un autre point et de solliciter votre avis. Nous avons parlé de la garantie des approvisionnements, plus particulièrement pour l'industrie pétrolière. Il semble évident que les ressources s'épuiseront un jour ou l'autre. Le gouvernement, à raison peut-être, veut se protéger contre cette éventualité et certaines des mesures qu'il prend aujourd'hui sont justement dans ce dessein. Admettons que nous soyons d'accord, peut-être le gouvernement estimerait-il nécessaire de s'assurer contre la pénurie, mais qui paierait la prime? L'industrie pétrolière, comme elle le fait aujourd'hui je crois, ou bien la population?

**M. Ricciuti:** Mais qui donc est assuré?

**M. Morgan:** Je crois qu'essentiellement il n'y a qu'à donner à l'industrie pétrolière l'occasion de tout faire pour accroître ses chances de découvrir des ressources pétrolières et gazières, et nous garantirions ainsi notre approvisionnement. Prenez le marché international et les conditions économiques actuelles du pétrole: le gouvernement ne semble avoir d'autre choix que de donner une chance à l'industrie. Par ailleurs, il serait intéressant de savoir ce que le gouvernement peut tirer de cette industrie, et non pas ce qu'il peut y investir pour garantir les approvisionnements. Il s'agit plutôt de retirer que d'investir. Nous voulons seulement qu'on nous laisse suffisamment de capital pour poursuivre nos affaires.

**Le sénateur Roblin:** En tous cas, je me souviens de l'époque où le gaz se vendait 14c. les 1,000 pieds cubes et où l'on voulait nous faire croire que nos ressources étaient épuisées pour découvrir, après que, le prix eût suffisamment augmenté, que nous disposions encore de grandes ressources. Bien sûr, il s'agit d'un cas en particulier. Mais c'est une solution qui ne s'appliquerait peut-être pas aussi bien au pétrole, étant donné le régime de tarifs différents actuellement en place et le temps qu'il faut pour mettre en valeur certaines de ces réserves, même en supposant qu'on vous donne le temps de trouver du pétrole. Pour ma part, j'estime que la sécurité de nos approvisionnements dépend des sables bitumineux. Et c'est là où la prime devrait s'appliquer. Mais passons à un autre sujet.

Les sources de capitaux, c'est-à-dire de capitaux propres, semblent poser un problème pour les petites entreprises pétrolières canadiennes. Vous nous avez dit que, depuis l'adoption de la politique énergétique, les efforts pour accroître le capital-actions des petites entreprises ont donné très peu de résultats, et c'est un fait que l'on ne saurait nier. D'après vous, de quelle façon ces efforts pourraient-ils être plus efficaces? Ce que je veux en fait, c'est que vous me disiez quel est le taux de rendement que vous considérez comme nécessaire? Peut-être avez-vous des observations à faire sur la question des liquidités qui avaient coutume d'être un facteur important pour les investisseurs? Que pourrions-nous faire que nous ne faisons pas déjà pour rendre votre industrie un peu plus attrayante pour l'investisseur privé?

**M. Morgan:** Eh bien, je crois que le plus important serait, bien entendu, de prévoir un régime concret de redevances et



## [Text]

allows us to go out and attract investment—getting individual communities excited about putting money into our companies. And it is always difficult to know what is the level that does that. As you ask, what level of return on equity is appropriate? It is one of the problems that we have had over the years, and governments have tried to answer that question, and then tried to find, as was said earlier, the system to reach a given target. But how many companies are there out there? Some of them fail completely, and I guess they run out of money and go out of business, but that happens in every industry. But the focus should be on those who do well and not on those who haven't done so well in terms of public perception. I think that the oil industry is not that much different from any other resource industry when you look at it that way. If you have a system that taxes profits, you automatically take care of those that do especially well. And to set a target return on equity is very difficult. We have companies that are negative and we have those that have done very well. The average return in the industry is very poor, as I said earlier, probably about half what the return is to someone who puts his money in the bank. So we are a long way away from attracting new investment. I think someone mentioned earlier an 18 per cent return on equity, but I wouldn't want to be so definitive because it depends on what other capital is costing at a time when you could have put your money in the bank at 15 per cent or 14 per cent. Obviously the investor is taking a big risk in the oil industry, but at a time, say five years from now, if the interest rates were much lower then the return could be lower. These things tend to adjust over time and we go through cycles. I guess the problem we always get into is that in good times people think you're making too much and they all worry about it, and in the bad times try to find an average that's adequate to continue to attract investment.

## [Traduction]

d'imposition qui nous permette d'attirer les investissements—d'inciter divers milieux à investir dans nos entreprises. Il est toujours difficile de savoir jusqu'où il faut aller pour obtenir ces résultats. Comme vous me le demandiez, quel est le taux de rendement approprié? C'est un des problèmes que nous avons eus par le passé, auquel les gouvernements ont tenté de remédier en essayant de trouver la formule, comme il a été dit tout à l'heure, qui permettrait d'atteindre un objectif donné. Il y a, bien sûr, un certain nombre d'entreprises qui font faillite, qui, faute de fonds, doivent mettre fin à leur activité. Mais la même chose se produit dans toutes les industries. L'objectif devrait être d'aider celles qui prospèrent et non pas celles qui n'ont guère eu de succès aux yeux du public. À mon avis, le secteur pétrolier n'est pas très différent des autres industries fondées sur l'exploitation de nos ressources. L'existence d'un régime qui impose les bénéfices permet par le fait même de s'occuper des entreprises qui réussissent très bien. Il est par ailleurs très difficile de fixer un certain taux de rendement comme objectif. En effet, certaines entreprises, qui n'ont pas eu beaucoup de succès, ont un taux de rendement négatif. Le rendement moyen dans l'industrie est très médiocre, comme je l'ai mentionné précédemment, et il équivaut seulement à environ la moitié de ce que peut obtenir celui qui met son argent en banque. Nous avons beaucoup de chemin à faire avant de pouvoir attirer de nouveaux investissements. Quelqu'un parlait tout à l'heure d'un rendement de 18 p. 100, mais pour ma part, je ne veux pas être aussi catégorique, puisque tout dépend de ce qu'il en coûte pour obtenir des capitaux d'autres sources alors qu'on peut obtenir 14 ou 15 p. 100 sur des fonds déposés à la banque. Celui qui investit dans le secteur pétrolier prend manifestement des risques importants, mais si, d'ici cinq ans par exemple, les taux d'intérêt étaient beaucoup moins élevés, il accepterait un rendement moindre. Les choses tendent à s'équilibrer avec le temps, car la situation évolue de façon cyclique. Le problème est toujours le même: en période de prospérité, les gens s'imaginent que les bénéfices sont trop élevés et ne cessent de s'en inquiéter, alors qu'en période de basse conjoncture, on essaie de trouver un juste milieu de façon à continuer à stimuler l'investissement.

**Mr. Ricciuti:** I would just like to add to that, that I am one of those fortunate or unfortunate persons who came from a financial community to a foreign company that was taken over by a Canadian. I would say the biggest single problem right now for the oil industry in raising equity capital, both domestically and abroad, is that no one trusts the government. That's where it starts. We have the NEP, and Canada ranks as the only country in the league of such nations as Iran and Saudi Arabia who have retroactively changed their rules. Our company made a presentation to another Senate Committee about the time of the NEP. The NEP and the rules of confiscation state something to the effect that in the case of anyone who has effectively received or is receiving a grant to that extent, the government can confiscate even after you spend risk capital. A lot of the investors simply say, "we just don't trust the government." We can't dismiss that. I ask you, would you invest, gentlemen, in the oil industry today not knowing what the rules are and what they will be. The Alberta-Ottawa agreement on pricing ends this year. The PIP comes due at the

**M. Ricciuti:** J'aimerais seulement ajouter que je suis un de ceux qui, par bonheur ou par malheur, a quitté un milieu financier pour s'associer à une entreprise étrangère qui a été rachetée par un Canadien. À mon avis, ce qui nuit le plus aux efforts du secteur pétrolier pour obtenir des capitaux propres, tant au Canada qu'à l'étranger, c'est que personne ne fait confiance au gouvernement. C'est là la source de tous nos problèmes. Avec l'adoption du PEN, le Canada est le seul État à s'être rangé du côté de pays, comme l'Iran et l'Arabie Saoudite, qui ont modifié leurs règles de façon rétroactive. Notre entreprise avait à cette époque fait une présentation à un autre comité sénatorial. D'après les règles énoncées dans le PEN en ce qui concerne la confiscation des biens, quiconque a reçu ou reçoit une subvention peut se voir confisquer ses biens pour une valeur correspondante même après y avoir investi des capitaux spéculatifs. Nombreux sont les investisseurs qui disent: «Nous ne pouvons tout simplement pas faire confiance au gouvernement». C'est un fait dont on ne peut pas ne pas tenir compte. Je vous le demande, messieurs, accepteriez-vous d'investir dans

[Text]

end of the NEP. No one knows what the rules are. This is one of the reasons we are here today. No one knows what the darn rules are. No one knows what return we will get. We are not a utility. And the fact that we are raising those questions is further evidence of the reason why people don't invest in this industry. It involves too high a risk to try to measure the kind of return that we are likely to get when a utility gets 15 per cent or 16 per cent after tax. It's quite a serious question.

**Mr. Morgan:** Let me add to what Frank just said regarding the utilities and it's quite an interesting comparison. I never thought of answering that way. Today people who carry our oil and gas and utilities people who generate power that we consume in our homes and so on usually earn around 15 per cent return on their equity. The nature of their business is very, very low risk. They are assured of a return by government policy and government board. We are in a business that is a whole different world away from that. We can lose all our money, or we can do much better if we're lucky. So when you are measuring what return the industry should have, over time it is going to have to be a lot higher than that that is available to the utility business, while the fact is that up to now it has been a lot lower.

**Senator Roblin:** I think you have cast a very interesting gloss on the whole situation. I guess you could sum it up that you are consistent; you want to be taxed on the basis of profits earned, and you want a little certainty in this uncertain world, thank you.

**The Chairman:** Before we leave the 25 per cent crown share, I can understand your concern and your feelings with respect to the element of the 25 per cent. In your brief on page 12 you advocate removal of the 25 per cent back-in provision on federal lands. Do you have any problem with future back-in, future crown participation carried in?

**Mr. Ricciuti:** I don't think I can answer that.

**The Chairman:** I am asking IPAC.

**Mr. Morgan:** Frank, is this question too difficult for you?

**Mr. Ricciuti:** The government should never back-in either retroactively or in the future. The way it works now is that we drill the well, and when there is a discovery Ottawa has the right to take 25 per cent. There isn't an industry in the country with a set of absurd rules such as that. Who ever heard of an industry that bears all the risk while at any time the government can back-in! Back-ins are out!

[Traduction]

le secteur pétrolier aujourd'hui, sans en connaître les règles actuelles ou futures? L'entente entre l'Alberta et le gouvernement fédéral sur la tarification prend fin cette année. Le PESP doit se terminer lorsque prendra fin le PEN. Personne ne connaît les règles du jeu. C'est une des raisons pour lesquelles nous sommes ici aujourd'hui. Ne sachant pas quelles sont les règles, personne ne sait à quel rendement s'attendre. Nous ne sommes pas une entreprise de services publics. Le fait que nous soulevions ces questions est une preuve de plus du climat peu favorable aux investissements dans ce secteur. Le risque à prendre est trop élevé pour que nous tentions de mesurer le taux de rendement auquel nous pouvons nous attendre, alors que les services publics donnent un rendement de 15 p. 100 ou 16 p. 100 après impôts. C'est une question très sérieuse.

**M. Morgan:** Permettez-moi de renchérir sur ce que vient de dire Frank au sujet des services publics. C'est un parallèle très intéressant, qui ne m'était encore jamais venu à l'esprit. À l'heure actuelle, ceux qui investissent dans les services publics qui utilisent nos ressources pétrolières et gazières pour produire l'électricité que nous consommons dans nos foyers et ailleurs obtiennent généralement un rendement de 15 p. 100. Or, il s'agit d'entreprises qui, de par leur nature, comportent très peu de risque. Les investissements dans ce secteur sont garantis tant par la politique du gouvernement que par l'existence d'un office gouvernemental. Quant à nous, nous sommes dans un monde tout à fait différent. Ou bien nous perdons tout, ou bien, si nous sommes chanceux, nous réalisons des profits bien plus importants. Pour ce qui est du taux de rendement approprié pour notre industrie, il va falloir avec le temps qu'il soit bien plus élevé que celui du secteur des services publics, alors qu'à l'heure actuelle, il y est bien inférieur.

**Le sénateur Roblin:** Je crois que vous nous avez présenté la situation sous un jour très intéressant. on peut du moins dire que vous êtes logiques avec vous-mêmes; vous voulez être imposés en fonction des bénéfices que vous réalisez, et vous demandez un peu de certitude dans ce monde très aléatoire. Merci.

**Le président:** Avant de passer à autre chose, je tiens à préciser que je vous comprends de vous opposer à la part de 25 p. 100 réservée à la Couronne. À la page 12 de votre mémoire, vous proposez l'élimination de la part de 25 p. 100 réservée à la Couronne sur les terres fédérales. Avez-vous des objections à ce qu'un intérêt quelconque soit réservé à la Couronne à l'avenir?

**M. Ricciuti:** Je ne crois pas pouvoir répondre à cette question.

**Le président:** C'est à L'IPAC que je pose la question.

**M. Morgan:** Frank, cette question est-elle trop difficile pour vous?

**M. Ricciuti:** Le gouvernement ne devrait jamais se réserver une part ni rétroactivement ni pour l'avenir. De la façon dont les choses se passent à l'heure actuelle, nous forons le puits et, quand il y a une découverte, le gouvernement fédéral se réserve une part de 25 p. 100. Il n'y a pas une seule industrie du pays qui soit assujettie à des règles aussi absurdes. A-t-on jamais entendu parler d'une industrie qui assume tous les risques, tan-



[Text]

**The Chairman:** There are other jurisdictions where that is done. You don't have problems there.

**Mr. Morgan:** Let me add some perspective to that question or rather to the answer. I think it is fair to say that the nature of the frontier areas, as we discussed earlier, is such that it is a very expensive and involves high risk, and even if there were no interest at all available to anyone else except the parties that are investing—actually spending money—it still means that there have to be some pretty good discoveries to justify the investment. So we are talking about phasing out PIP grants. It is inconceivable that there could be enough economic wealth or enough revenue created above expenditures and costs in these frontier areas to allow some return to everybody let alone the 25 per cent interest by the federal government. So I guess it is fair to say that these are not the kinds of investments that anybody can carry. And as Frank has pointed out, retroactivity is wrong and unfair. The fact is that for future purposes just the presence of that factor is going to prevent activity. Investment just won't happen; you can't carry everyone, you need all the revenue you can get.

**The Chairman:** Mr. Morgan, there are other jurisdictions where you do carry interest for the Crown or for the state. We have the example of one where it is set at 68 per cent which is enormous.

**Mr. Morgan:** There is a difference there. You are speaking of the Indonesian situation?

**The Chairman:** Norway.

**Mr. Howard:** If you know the terms of the contract with the government at the beginning, at the time of the negotiating, then the economic viability of the project will determine whether you want to set that or not. I think our point about Canada's east coast is that it was a retroactive situation. In my view, before any single development on the east coast takes place, there is going to be a major negotiation between the government and the developer about all the terms, and if they insist on the 25 per cent, the development just isn't going to happen.

**The Chairman:** Have you had occasion to put a dollar figure to this program that you have brought forward? What would the cost be to the government? The reason I ask that is that we had a very interesting submission from the Economic Council of Canada who did put a dollar value on it, and I wondered if you had.

**Mr. Morgan:** We are just in the process. As a matter of fact we just had another meeting on our oil and gas policy this morning, and we are looking at the projection of various cases that would occur from our oil and gas policies and we are getting very close to having those numbers. One thing that is interesting is that with the movement towards international oil

[Traduction]

dis que le gouvernement peut intervenir à n'importe quel moment pour réclamer sa part?

**Le président:** Cela se fait dans d'autres juridictions, et il n'y a pas de problème.

**M. Morgan:** Permettez-moi de situer la question, ou plutôt la réponse, dans son contexte. Je crois qu'il est juste de dire que les activités dans les régions pionnières, comme nous l'avons dit tout à l'heure, sont telles qu'elles entraînent des dépenses et des risques très élevés, et même si les seuls à pouvoir participer aux bénéfices étaient les investisseurs—ceux qui engagent effectivement les fonds nécessaires—it faudrait néanmoins que les découvertes soient assez importantes pour justifier les investissements. Ainsi, nous proposons que les subventions du PESP soient progressivement éliminées. Il est inconcevable qu'il y ait suffisamment de revenus engendrés au-delà des dépenses engagées dans ces régions pionnières pour que tout le monde puisse être assuré d'un rendement quelconque, encore moins que le gouvernement fédéral puisse tirer sa part de 25 p. 100. On peut donc dire que tout le monde ne peut se permettre ce genre d'investissement. Comme l'a souligné Frank, l'application rétroactive est injuste et inacceptable. Le fait est que, par sa simple présence, ce facteur décourage toute activité future. Les investissements ne se produiront tout simplement pas; l'industrie ne peut soutenir tout un chacun, elle a besoin de tous les revenus qu'elle peut obtenir.

**Le président:** Monsieur Morgan, il y a d'autres juridictions où l'industrie doit réserver une part à la Couronne ou à l'État. Il y a par exemple ce pays où la part de l'État est fixée à 68 p. 100, ce qui est énorme.

**M. Morgan:** Il y a néanmoins une différence. Vous voulez parler de l'Indonésie?

**Le président:** De la Norvège.

**M. Howard:** Si l'on connaît les termes du contrat avec le gouvernement dès le départ, au moment d'engager les négociations, c'est la rentabilité du projet qui va déterminer si la part réclamée par l'État est acceptable. Ce que nous reprochons au gouvernement au sujet de la côte est du Canada, c'est d'avoir appliqué ses règles rétroactivement. Selon moi, toute activité d'exploitation sur la côte est devra nécessairement être précédée de négociations majeures entre le gouvernement et l'exploitant relativement à toutes les conditions du contrat, et si le gouvernement insiste pour obtenir sa part de 25 p. 100, tout projet en ce sens sera tout simplement abandonné.

**Le président:** Avez-vous eu l'occasion de penser à ce que représente en dollars le programme que vous proposez? Combien en coûterait-il au gouvernement? Si je pose la question, c'est parce que le Conseil économique du Canada nous a présenté un mémoire très intéressant, dans lequel il donnait justement une idée de ce qu'il en coûterait, et je me demandais si vous en aviez fait autant.

**M. Morgan:** Nous sommes justement en train de le faire. En fait, nous avons eu ce matin une autre réunion au sujet de la politique en matière de pétrole et de gaz et nous examinons des projections de divers cas qui en découleraient. Nous sommes tout près d'aboutir à ces chiffres. Fait intéressant, avec le mouvement vers les prix internationaux du pétrole, il



[Text]

prices, it takes a while for the overall increase in the amount of revenue that comes into the industry, thereby increasing the amount that is available to everyone, to be reflected. And it is surprising that our system of encouraging especially in new investments—that is investments that have been made post '73 or '74 and ones that are brand new—tends to give us a focus on encouraging activity without the kind of sacrifices to governments that you might think would occur. You would be surprised at how close we can come in terms of preserving our revenue basis for some portions of the production by generating new activity, which is one of the cases we are working on now. We find that money being reinvested in the growth of the industry in fact sees them with more money now than would have been the case if they had left the system as it was. But we don't actually have the data in a form that we can give to the committee today. When we have that information in that form, Mr. Chairman, we can fairly soon provide it to the committee.

**The Chairman:** Mr. Porter, I hope that we can establish some sort of co-ordination between our staff and your staff, especially with respect to that resource levy. We would like to explore that much more thoroughly.

**Mr. Morgan:** We would be very pleased to do that, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Are there any more questions from the senators? Mr. Clay.

**Mr. Clay:** Thank you, Mr. Chairman, we have kept you gentlemen here for quite a while already. We won't take too much more of your time, but there are two or three points I would appreciate some clarification on in your remarks and your discussion paper. Mr. Morgan, both you and your colleagues have spoken very persuasively of the need for a market-defined price for oil and natural gas, and basically you have said that oil and gas prices should be allowed to move as the market dictates. But on page 6 of your discussion paper is what I take to be a reference to a floor price for gas, and further a linking of that floor price to oil prices; I don't see how this is quite consistent with your asking for a market defined price.

**Mr. Morgan:** Let's discuss that point, because this is one I hoped we would be able to address here. The fundamental philosophical position that we are putting forward is that we should be able to achieve the international price for our products. The fact is that today for natural gas with the reduced markets and prices on the U.S. side, the wellhead price, the price available to the producers for gas sold in the United States is twice what it is for gas sold in the Canadian market in central Canada, Ontario, Quebec, and Manitoba. And so we have a system of regulated pricing in this country. Also, as a result of the current situation, we are getting about half what is available in the international marketplace, from the producer's viewpoint. We have recognized in our policy that we probably aren't going to be able to move quickly to interna-

[Traduction]

s'écoule un certain temps avant que l'augmentation globale des recettes de l'industrie ne se fasse sentir par l'accroissement des sommes dont chacun dispose. De plus, il est étonnant que notre système d'encouragements, en particulier ceux qui visent les nouveaux investissements, c'est-à-dire ceux qui ont été effectués après 1973 ou 1974 ou les tout récents—a tendance à nous faire insister sur des encouragements qui n'entraînent pas le genre de sacrifices que vous penseriez de la part du gouvernement. Vous seriez surpris de constater combien nous sommes près de la préservation de notre base de recettes pour certaines parties de la production par le lancement de nouvelles activités, ce qui est l'un des cas sur lequel nous travaillons actuellement. Nous nous rendons compte que les sommes réinvesties dans la croissance de l'industrie leur donnent en fait plus d'argent qu'ils n'en auraient eu s'ils avaient laissé le système en l'état. Cependant, nous n'avons pas vraiment de données sous une forme pouvant être communiquée au Comité aujourd'hui. Lorsque nous aurons l'information sous cette forme, monsieur le président, nous pourrions rapidement la transmettre au Comité.

**Le président:** Monsieur Porter, j'espère que nous pourrions établir une certaine forme de coordination entre votre personnel et le nôtre, particulièrement en ce qui concerne cette forme de taxe sur les ressources. Nous aimerions étudier cette question beaucoup plus en profondeur.

**M. Morgan:** Nous serions enchantés de collaborer, monsieur le président.

**Le président:** Les sénateurs ont-ils d'autres questions? Monsieur Clay.

**M. Clay:** Merci, monsieur le président. Nous vous avons déjà retenus un bon moment, messieurs, mais nous en aurons bientôt fini. Il est néanmoins deux ou trois points dans vos remarques et votre mémoire sur lesquels j'aimerais avoir des précisions. Monsieur Morgan, vous et vos collègues avez parlé avec beaucoup de conviction de la nécessité d'un prix fixé en fonction du marché pour le pétrole et le gaz naturel et essentiellement, vous avez dit que l'on devrait laisser le marché dicter les prix de pétrole et du gaz. Cependant, à la page 6 de votre mémoire, vous faites, je crois, allusion à un prix minimum pour le gaz et vous parlez en outre de raccorder ce prix minimum au prix du pétrole. Or, cela ne me semble pas tout à fait en accord avec le principe d'un prix fixé en fonction du marché.

**M. Morgan:** Parlons-en donc, d'autant plus que j'espérais bien pouvoir aborder cette question. Nous proposons comme principe fondamental que nos produits devraient pouvoir atteindre les prix internationaux. Le fait est qu'aujourd'hui, en ce qui concerne le gaz naturel, avec la compression des marchés et des prix du côté américain, le prix à la tête du puits, le prix offert aux producteurs pour le gaz vendu aux États-Unis est deux fois plus élevé que le prix du gaz vendu sur le marché canadien dans le centre du Canada, en Ontario, au Québec et au Manitoba. Nous avons donc un régime de réglementation des prix dans notre pays. De plus, à cause de la situation actuelle, nous obtenons la moitié de ce que nous pourrions obtenir sur le marché international, du point de vue du producteur. Nous admettons dans notre politique que nous ne pour-

## [Text]

tional pricing for natural gas. The point should be made that that it would be fair and appropriate to do so for the same reason it is fair in the case of oil. However, recognizing the special business relationship and political elements involved in natural gas pricing in this country—and it is a very complicated business—we have said, “okay, we are prepared to say that there should be a ceiling on natural gas prices that is consistent with the average that we can receive in the international marketplace from time to time.” The international marketplace is really the U.S. because we don’t export anywhere else. We may ship some offshore sometime, but we are not doing that right now. So that’s a ceiling and we are prepared to tell Canadian consumers that they will never pay more than that average.

We recognize, though, that there is a big gap between that price today and what is in fact being paid. So what we have really said is, “okay, we will have a floor price that is below that.” We think that fundamentally and philosophically we should be able to get the international average, but practically probably we can’t. So having the floor price somewhat lower will allow a negotiation of pricing between different types of markets and different types of businesses within that range. Now, there is one fundamental element that causes us to take a rather innovative approach to natural gas pricing as opposed to the simple approach to oil pricing, and that is that whatever the international market is paying from time to time, we have in this country a mandated surplus of natural gas. We have a system in this country that requires that Canadian producers drill ahead or explore far enough ahead of current requirements that there is 25 or 30 years’ supply sitting around before we can access the international markets. The result is that even at the time in the United States in the ’70s when they were shutting schools and legislative buildings and so on and just desperately wanting our gas, we producers were waiting three or four years between the time we found gas and the time we could put it on stream. So the mandated surplus situation puts us in a position where we always have surplus. As a result some of the comments has been, “well, now that you have this mandated surplus, why don’t we negotiate price?” If these were not the requirement that we had free access to the international markets there would be no need for any kind of price controls in this country on natural gas. We could take whatever the international market offers from time to time. In the presence of this surplus we have an artificial situation. We also have an artificial situation in terms of regulations of pipeline systems, regulations of distribution systems, which as you have seen in the material we handed out involves the biggest part of the cost.

So we have to take an innovative approach to natural gas pricing because it is not a very simple question. And the mandated surplus situation causes us to have to find another way of pricing gas that is fair to consumers in Canada and gives

## [Traduction]

rons sans doute pas atteindre rapidement les prix internationaux pour le gaz naturel. Ce à quoi nous voulons en venir c’est qu’il serait tout aussi juste et approprié d’en arriver là que ce l’est dans le cas du pétrole. Cependant, compte tenu du caractère particulier des relations commerciales et des éléments politiques qui jouent dans l’établissement des prix du gaz naturel au Canada—et c’est une question très compliquée—nous avons dit, «D’accord, nous sommes prêts à admettre que les prix du gaz naturel devraient être assujettis à un plafond en accord avec la moyenne que nous pouvons obtenir sur le marché international.» Par marché international, il faut en fait comprendre les États-Unis parce que nous n’exportons nulle part ailleurs. Nous en expédions parfois à l’étranger, mais pas maintenant. C’est donc un plafond et nous sommes prêts à dire aux consommateurs canadiens qu’ils ne paieront jamais plus que ce prix moyen.

Nous nous rendons cependant compte qu’il y a un écart important entre ce prix aujourd’hui et ce qui est en fait payé. Donc, ce que nous disons en réalité est: «D’accord, nous aurons un prix minimum inférieur à cela.» Nous pensons que, fondamentalement et théoriquement, nous devrions pouvoir obtenir le prix international, moyen, mais que, dans la pratique, nous ne le pourrions probablement pas. Donc, un prix minimum quelque peu inférieur permettra une certaine négociation des prix entre les différents genres de marchés et les différents genres d’entreprises à l’intérieur de cet intervalle. Par ailleurs, il est un élément fondamental qui nous incite à adopter une démarche plutôt innovatrice dans l’établissement des prix du gaz naturel par comparaison à la démarche simple en matière de pétrole. Il s’agit du fait que, quels que soient les prix sur le marché international, nous avons au Canada un excédent de gaz naturel imposé. En effet, le régime en vigueur exige des producteurs canadiens qu’ils fassent suffisamment d’extraction et d’exploration en sus des besoins actuels pour qu’il y ait un excédent de 25 à 30 ans avant qu’ils puissent avoir accès au marché international. Il en est résulté que même à l’époque où les États-Unis, dans les années 1970, fermaient les écoles et les édifices législatifs et avaient désespérément besoin de notre gaz, nous, les producteurs, attendions de trois à quatre ans entre le moment où nous découvrions du gaz et celui où nous pouvions le vendre. Donc, ces excédents imposés nous mettent dans une situation excédentaire permanente. Certains disent donc: «Eh bien, maintenant que vous avez ces excédents imposés, pourquoi ne négocions-nous pas les prix?» Si ce n’était de l’obligation d’avoir librement accès aux marchés internationaux, il ne serait absolument pas nécessaire d’avoir un régime de contrôle des prix du gaz naturel. Nous pourrions accepter les prix du marché international. Cet excédent nous entraîne dans une situation artificielle. Il y a également une situation artificielle en ce qui concerne la réglementation des réseaux de pipe-lines et des réseaux de distribution qui, comme vous l’avez vu dans les documents que nous vous avons remis, représentent la plus grande partie du coût.

Nous avons donc décidé d’adopter une démarche innovatrice en ce qui concerne l’établissement des prix du gaz naturel parce que la question n’est pas très simple. Les excédents imposés nous incitent à trouver une autre façon de fixer le prix du gaz qui soit juste pour les consommateurs du Canada et qui



[Text]

them the security and protection they need, and yet provides a reasonable return to producers.

**Mr. Clay:** This is of interest to the committee in light of the testimony of the Economic Council of Canada that they have investigated the possibility of deregulating the price of oil and perhaps deregulating the price of gas in stages between now and 1987, because their analysis suggested that the prices of oil and gas were divergent and it was conceivable that the price of gas would fall to 50 per cent of the equivalent value of oil. Your mechanism would, in essence, prevent that from happening.

**Mr. Morgan:** We don't know where it would fall. I guess it is fair to say that if you have a big surplus and you don't allow anybody to export it the price is going to go down.

**Mr. Clay:** Do you feel in the context of the federal government's proposing natural gas as a substitute in some instances for oil, and the government's concern about energy security, that it is unreasonable to want a mandated surplus of natural gas in Canada? Or do you feel that that is reasonable?

**Mr. Morgan:** I think one thing that is reasonable is that Canadians should be assured of a supply of natural gas for the foreseeable future. We think, though, that the nature of the assurance has been far too great. As I mentioned, we have about 40 years' supply at current Canadian consumption; the United States has 10 today and they think they have a gas surplus. They couldn't possibly achieve the 40 years' supply because they probably couldn't have enough reserves to try and build that up, but we have to recognize that when you're carrying these large high-cost long lead-time supplies they have to be paid for. They have to represent a cost to the industry and ultimately to the consumer. I guess it is not fair to come forward and say, "well, you should keep this tremendously large supply of shut-in gas, and at the same time you should lower the prices because it's too much."

**Mr. Clay:** You are not objecting to a mandated surplus in concept as such, but rather to the extent.

**Mr. Morgan:** The degree. The amount is far too much. We haven't given the industry credit for what it has been able to do. As Senator Kelly pointed out, when we are given the chance we can go out and find gas in a hurry.

**Mr. Howard:** I would just like to remark on the 65 per cent ceiling, that actually goes both ways, and there has been a demonstration of the free market system in the U.S. in the '70s whereby the price differential of gas relative to that of oil will go in the oil-short situation. They had a free market in the U.S. for a small component of their gas, deep gas, deregulated gas it was called, and it obtained contracted prices at the well-heads that were 120 per cent of the BTU equivalent of fuel oil in New York, so if you took that gas up to the New York market it would be substantially higher than that. That is in an oil-short situation.

[Traduction]

leur donne la sécurité et la protection dont ils ont besoin, tout en assurant un rendement raisonnable aux producteurs.

**M. Clay:** Cette question est intéressante pour le Comité après le témoignage du Conseil économique du Canada qui a étudié la possibilité de déréglementer progressivement le prix du pétrole et peut-être même le prix du gaz entre maintenant et 1987 parce que d'après leurs analyses, les prix du pétrole et du gaz sont divergents et qu'il est possible que le gaz tombe à 50 p. 100 de la valeur équivalente du pétrole. Essentiellement, le mécanisme que vous proposez empêcherait cela de se produire.

**M. Morgan:** Nous ne savons pas jusqu'où tombera le prix du gaz. Je pense qu'on peut dire sans trop craindre de se tromper que si vous avez un gros excédent et si vous ne permettez à personne de l'exporter, le prix va baisser.

**M. Clay:** Estimez-vous qu'il n'est pas raisonnable de vouloir imposer un excédent de gaz naturel au Canada compte tenu du fait que le gouvernement fédéral propose de substituer le gaz naturel au pétrole dans certains cas et que le gouvernement se préoccupe de la sécurité des approvisionnements en énergie? Pensez-vous au contraire que c'est raisonnable?

**M. Morgan:** Ce qui est raisonnable, entre autres, c'est que l'on doit garantir aux Canadiens des réserves de gaz naturel suffisantes pour le proche avenir. Nous estimons cependant que cette garantie est beaucoup trop élevée. Comme je l'ai dit, nous avons des approvisionnements pour environ 40 ans au niveau de consommation actuel; les Américains ont des approvisionnements suffisants pour dix ans et ils estiment avoir un excédent. Ils ne pourraient accumuler des approvisionnements pour 40 ans parce qu'ils n'ont sans doute pas assez de réserves, mais nous devons nous rendre compte que ces réserves constituées longtemps à l'avance coûtent très cher et qu'il faut les payer. Ces réserves représentent un coût pour l'industrie et donc pour le consommateur. Je suppose qu'il n'est pas juste de dire, «Eh bien, vous devriez conserver cette énorme réserve de gaz et en même temps baisser les prix parce qu'ils sont trop élevés.»

**M. Clay:** Vous ne vous opposez pas tant au principe des excédents imposés qu'à leur ampleur.

**M. Morgan:** Au degré. Le volume est beaucoup trop élevé. Nous n'avons pas donné à l'industrie le bénéfice de ce qu'elle a réussi à faire. Comme l'a signalé le sénateur Kelly, lorsqu'on nous en donnera l'occasion, nous pourrions trouver rapidement du gaz.

**M. Howard:** Je voudrais simplement faire une remarque au sujet du plafond de 65 p. 100, qui fonctionne en fait dans les deux sens, et il y a eu une démonstration du régime de marché libre aux États-Unis dans les années 1970 montrant que l'écart entre les prix du gaz et du pétrole diminue lors d'une pénurie de pétrole. Il y avait marché libre aux États-Unis pour une petite partie du gaz, le gaz déréglementé comme on l'appelait, et les prix à la tête de puits ont atteint 120 p. 100 de l'équivalent BTU du mazout à New York, de telle sorte que si vous ameniez ce gaz sur le marché de New York, il atteindrait des prix beaucoup plus élevés. Ça, c'est en situation de pénurie pétrolière.



[Text]

In the oil-glut situation they are apparently in now, there apparently is a floor around 60 per cent, so around 60 BTU equivalent, and that floor exists because the gas is competing with the heavy fuel oil that comes out of the refineries on an automatic basis. And the refinery will upgrade—a number of Canadian refineries have already done this, but in the U.S. they haven't—they will upgrade their refinery if their heavy oil gets priced below this 60 per cent equivalent of what their upper ends are. So that is really your range in a free market system; you're going to find it floating as well as in an oil-short situation. We will be selling gas to the United States up around the 100 per cent or greater than the BTU equivalent.

**Mr. Morgan:** I think one of the concerns we have when we are talking about deregulating gas prices is that people are thinking in a downward direction, and when we ask the question about whether or not in a rising price situation we should live with that too, we don't get a very positive reception. So I think our proposal is for a floor/ceiling and negotiating between them on a compromise basis, recognizing what we think of as the realities of the day.

**Mr. Clay:** The regulated price then for oil and a bracketed price for natural gas?

**Mr. Morgan:** And the alternative is completely free international prices for gas. I guess we would like it, but we don't think that it is necessary.

**Mr. Clay:** The second area concerned some introductory remarks you made, Mr. Morgan, about the fact that the National Energy Program sets up a complicated system in which bureaucratic guidelines are being used to influence petroleum exploration and development. The committee has had some other testimony, not just from the Department of Energy, Mines and Resources, which says that the NEP has not unduly influenced exploration decisions for the industry. Obviously you take a different view. Perhaps you could give us your impression as to how extensive that influence has been in the past three years. Has the NEP caused you, or caused the industry to partition its expenditures between Western Canada and the offshore in different ways from what would have been the case in the absence of those guidelines? Does it cause you to make different decisions in the offshore itself, on Canada lands themselves, from what they would have been in the absence of those guidelines? And has the NEP also caused the industry to apportion its spending differently between say the oil sands and the offshore?

**Mr. Morgan:** Okay, I will try and address those three questions as I can recall them. First of all, I think there is no question when you have a level of PIP grants, for example, on frontiers of 30 per cent, or perhaps 35 for exploration and 20 for development, the decisions are going to be different from what they would be if they were the same everywhere. As I think John Howard pointed out earlier, fundamentally the PIP grants have been one of the big factors in his decision to invest some money in frontiers. It has been a big factor in our decision to invest money in frontiers because the net cost was

[Traduction]

En période d'excédent de pétrole, comme cela semble être le cas maintenant, il y a apparemment un plancher situé aux alentours de 60 p. 100, donc d'environ 60 p. 100 de l'équivalent BTU, et ce plancher existe parce que le gaz est en concurrence avec le mazout lourd qui sort des raffineries de façon automatique. Les raffineries vont affiner—un certain nombre de raffineries canadiennes l'ont déjà fait, mais pas celles des États-Unis—elles vont affiner leur produit si le prix de leur mazout lourd descend en-deçà de cet équivalent de 60 p. 100. C'est donc le genre d'intervalle que vous auriez dans un régime de marché libre; le prix va flotter, comme dans les situations de pénurie de pétrole. Nous vendrons le gaz aux États-Unis à un prix d'environ 100 p. 100 ou plus de l'équivalent BTU.

**M. Morgan:** Ce qui nous inquiète, entre autres, lorsqu'on parle de déréglementation du gaz, c'est que les gens pensent tout de suite à une baisse et que lorsqu'on leur demande d'accepter un accroissement des prix, la réponse n'est pas très positive. Donc, nous proposons de fixer un minimum et un maximum et de négocier les prix entre les deux par compromis, en tenant compte des réalités telles que nous les voyons.

**M. Clay:** Donc, un prix réglementé pour le pétrole et un prix situé entre deux limites pour le gaz naturel?

**M. Morgan:** L'autre solution consiste en des prix internationaux complètement libres pour le gaz. Nous aimerions cette option, mais nous ne pensons pas qu'elle soit nécessaire.

**M. Clay:** Mon deuxième point porte sur certaines de vos remarques initiales, monsieur Morgan, au sujet du fait que le Programme énergétique national établit un système compliqué dans lequel on se sert de directives administratives pour influencer l'exploration et la mise en valeur du pétrole. Le Comité a entendu d'autres témoignages, pas seulement du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, selon lesquels le PEN n'a pas trop influé sur les décisions de l'industrie en matière d'exploration. Vous avez évidemment un point de vue différent. Vous pourriez peut-être nous dire dans quelle mesure ce programme a exercé une influence ces trois dernières années. Ce programme vous a-t-il incités, ou a-t-il incité l'industrie, à diviser ses dépenses entre l'ouest du Canada et les secteurs au large des côtes d'une façon différente de ce qui aurait été fait en l'absence du programme? Vous pousse-t-il à prendre des décisions différentes au sujet de l'exploration au large des côtes et des terres du Canada de celles que vous auriez prises en l'absence de ces directives? Enfin, le PEN a-t-il amené l'industrie à répartir différemment ses dépenses entre, par exemple, les sables bitumineux et le pétrole au large des côtes?

**M. Morgan:** D'accord, je vais essayer de répondre le mieux possible à ces trois questions. Premièrement, je crois qu'il n'y a aucun doute que, lorsque les subventions versées dans le cadre du PESp sont, par exemple, de 30 p. 100, par exemple, pour les régions frontalières, de 35 p. 100 pour la prospection et de 20 p. 100 pour la mise en valeur, les décisions seront différentes de ce qu'elles auraient été si les niveaux avaient été constants. Comme l'a souligné plus tôt, je crois, John Howard, les subventions versées dans le cadre du PESp ont été pour ainsi dire l'une des principales raisons de la décision d'investir

**[Text]**

really not very much, and there is a possibility you might make a big find. Somehow or other you hope in the future if you make a big find it will be economical, or the system will make it economical or allow it to be economical. There is no question at all that the government, with different levels of grant and different attitudes towards different types of investments, have really distorted what would otherwise have occurred in a normal market, in a normal kind of free situation where people put their money where they think they can make the best return. The National Energy Program clearly sets out as its objectives that Western Canada was to be emphasized and the frontiers weren't. To a degree, I don't think that was really accomplished fully, but it changed the profile a lot. In terms of different decisions, I guess it is fair to say that one goes with the other. The decision to participate in the frontiers was largely considered in light of the grants. In fact if you look at the way we have been doing things since 1980, we have had to adopt a different type of mentality. When we looked at new investment we used to look at whether or not it was a good one, what its fundamentals were, how much risk and chance of return there was and so on. Now we have a whole new set of parameters that we have become accustomed to, reluctantly I guess, and that difference in government grants and incentives is very fundamental to the decisions every day. Every day, every week, every hour of the day decisions are being made in the light of that structure that are different from what would have been the case otherwise.

As far as apportionment goes, well, apportionment is an interesting question, but I really find it a difficult one, I guess, to the extent that you say that we are there because a lot of us Canadian companies are there. Perhaps they are investing more because of the grants or because of the apportionment changes. On the other hand, our net cost isn't all that high, it is not nearly as high as it would otherwise be, so it may not have affected our overall programs elsewhere as much as you might have thought.

Are there any other colleagues who would like to add to that one?

**The Chairman:** Mr. Dundas.

**Mr. Dundas:** Another element, of course, is the importing of crude oil and the shutting in of Western Canadian crude. One example was Mexican oil at 40,000 or 50,000 barrels a day and our crude was shut in. And it happens all Western crude was using a "swing barrel" as opposed to the imported, that's just one point.

**Mr. Clay:** Thank you, gentlemen, there are some other points we would like to pursue, but perhaps we could do it informally and at least let you have a break today.

**The Chairman:** Gentlemen, we have kept you two and a half hours. I can assure you every minute has been informative and

**[Traduction]**

dans les régions pionnières étant donné que le coût net n'était vraiment pas très élevé et qu'il y avait des chances d'y faire des découvertes importantes. D'une façon ou d'une autre, vous pouvez espérer, lorsque vous faites une découverte importante, que celle-ci sera rentable, que le système y pourvoiera ou fera en sorte qu'elle le devienne. Il n'y a aucun doute que le gouvernement, en adoptant différents niveaux de subventions et différentes attitudes à l'égard des divers types d'investissements, ait vraiment faussé ce qui aurait été un marché normal et libre où les gens placent leur argent de manière à ce qu'il leur rapporte le plus possible. Le Programme énergétique national précise clairement dans ses objectifs qu'on doit mettre l'accent sur l'Ouest canadien et non sur les régions pionnières. Dans une certaine mesure, je ne crois pas qu'on y soit tout à fait parvenu mais cela a beaucoup modifié la situation. En ce qui concerne les décisions, je suppose qu'il est juste de dire que l'une ne va pas sans l'autre. La décision de faire de la prospection dans les régions pionnières a fait l'objet d'une étude approfondie en raison des subventions. En fait, si vous jetez un coup d'œil sur notre façon de procéder depuis 1980, vous constaterez que nous avons dû changer de mentalité. Lorsque nous étudions de nouveaux investissements, nous avions l'habitude de nous demander s'ils seraient rentables, quels en étaient les principes essentiels, quels en étaient les risques et les avantages. Nous avons maintenant une toute nouvelle série de paramètres auxquels nous nous sommes habitués, à contre-cœur je suppose, et cette différence en ce qui concerne les subventions et les encouragements gouvernementaux est tout à fait essentielle pour les décisions prises tous les jours. Tous les jours, toutes les semaines et toutes les heures du jour, des décisions sont prises en fonction de cette structure qui ne serait pas la même si les choses en avaient été autrement.

En ce qui concerne la répartition, la question de la répartition est intéressante, mais je trouve vraiment difficile d'y répondre, je suppose, dans la mesure où vous dites que nous sommes là parce que beaucoup d'autres entreprises canadiennes y sont. Elles investissent peut-être davantage en raison des subventions ou des modifications apportées à la répartition. D'autre part, notre coût net n'est pas aussi élevé que cela. Il est loin d'être aussi élevé qu'il le serait autrement. Il se peut donc que ces changements n'aient pas touché nos programmes ailleurs autant que vous auriez pu le croire.

Y a-t-il des collègues qui aimeraient ajouter quelque chose?

**Le président:** Monsieur Dundas.

**M. Dundas:** L'importation du pétrole brut et la fermeture de puits dans l'Ouest canadien constituent il va sans dire un autre élément. Il y a eu par exemple l'importation du pétrole mexicain au rythme de 40,000 ou 50,000 barils par jour, alors que nos puits étaient sous-utilisés. Tout l'Ouest du pays était donc alimenté en pétrole continental et non en pétrole importé. Il ne s'agit que d'un seul élément.

**M. Clay:** Merci, messieurs. Il y a certains autres points dont nous aimerions parler. Nous pourrions peut-être le faire de façon non officielle et vous libérer tout au moins aujourd'hui.

**Le président:** Messieurs, nous vous avons retenus deux heures et demie. Je puis vous assurer que chaque instant a été



[Text]

interesting. I would like to thank Mr. Porter again for bringing us together on this occasion. I know that this trip has been very worthwhile, and especially having your proposed policy on record. I commend you for that policy. Where others fear to tread, you have stepped boldly in and offered us some real alternatives and options. I think I have asked two or three witnesses if this country could stand another NEP and they were all very reluctant, they stepped back very quickly and said no they didn't think so. So you have given us options and alternatives, and for that we are grateful. If you think the future of the industry is uncertain, may I assure you the Senate is just about in the same spot, and the future of this committee is in the same area. But if the future unfolds as it should next week in Ottawa, we should be able to set our work schedule throughout the summer, and we will no doubt be in further contact with you, and we will want to have some more consultations with you either informally or through the staff. On behalf of the committee, I thank you very much for the time you have given us, and the papers you have presented.

**Mr. Morgan:** Thank you, Mr. Chairman, and the members of your committee. From IPAC's point of view, we especially appreciate the excellent, penetrating questions and the very interested hearing we have received from you. Thank you.

**The Chairman:** The meeting is adjourned.

The committee adjourned.

[Traduction]

instructif et intéressant. J'aimerais remercier M. Porter de nous avoir rassemblés pour cette occasion. Je sais que ce voyage a été très fructueux ne serait-ce que la présentation officielle de votre projet de politique. Je vous félicite pour cette politique. Alors que d'autres craignent de s'aventurer, vous vous êtes présentés hardiment et nous avez offert de véritables solutions de rechange et d'options. Je crois que j'ai demandé à deux ou trois témoins si ce pays pouvait supporter un autre PEN. Ils ont tous beaucoup hésité, ont reculé très rapidement et ont répondu qu'ils ne le pensaient pas. Vous nous avez proposé des options et des solutions de rechange, et nous vous en sommes reconnaissants. Si vous croyez que l'avenir de l'industrie est incertain, permettez-moi de vous assurer que le Sénat se retrouve à peu près dans la même situation et que l'avenir de ce Comité n'est pas non plus décidé. Mais si l'avenir nous est révélé comme cela devrait être le cas la semaine prochaine à Ottawa, nous devrions être en mesure de fixer notre calendrier pour l'été et il n'y a pas de doute que nous communiquerons de nouveau avec vous et que nous voudrions profiter d'autres consultations non officielles ou par l'intermédiaire de notre personnel. Au nom du Comité, je vous remercie beaucoup du temps que vous nous avez consacré et des documents que vous avez présentés.

**M. Morgan:** Merci, monsieur le président ainsi que les membres du Comité. Les représentants de l'IPAC sont tout à fait satisfaits des questions perspicaces qui leur ont été posées ainsi que de l'intérêt que vous avez manifesté. Merci.

**Le président:** La séance est levée.

Le Comité suspend ses travaux.





## APPENDIX "ENR-13A"

IPAC ENERGY POLICY  
DISCUSSION  
PAPER

March 23, 1984

## 1. IPAC ENERGY POLICY OBJECTIVES

1. Realize the potential of the petroleum industry to provide jobs and economic benefits to Canadians through creation of economic activity across Canada.

2. Optimize the potential of Canada's petroleum industry to provide international trade revenue through export of volumes surplus to Canadian requirements.

3. Develop and maintain security of domestic oil and gas supplies for Canadians, as protection against inevitable periods of international disruption.

4. Ensure fairness in the manner in which the economic benefits of Canada's petroleum resources are shared.

5. Create a profits-based investment environment that is viable for the investor and will attract new Canadian equity capital to the domestic petroleum industry.

The underlying principles of the IPAC Energy Policy require:

1. That the petroleum industry be taxed on profits in the same manner as other Canadian industries.

2. That a reasonable level of royalties and taxes be established.

3. Fair treatment of historical investments.

4. Applicability to a wide range of changing economic conditions for both markets and prices.

5. Sensitivity to costs and risks inherent in the oil and gas exploration and production business.

6. That future investments will be economic on their own merit and that investments are not solely dependent upon incentives associated with existing cash flow.

7. That an open consultation process exist which provides for industry input to both the provincial and federal governments throughout the development of energy policy.

II. ROYALTY AND TAX REGIME FOR WESTERN  
CANADIAN CONVENTIONAL OIL AND GAS

## A. ROYALTIES AND FRONT END TAXATION

Non income tax revenue streams to governments should be collected through the combination of two levies:

1. *Base Royalty* similar in structure to current royalties, i.e. well-specific and well-sensitive, to be collected by the owner of the resource.

## APPENDICE «ENR-13A»

DOCUMENT DE DISCUSSION SUR  
LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE  
DE L'IPAC

Le 23 mars 1984

1. OBJECTIFS DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE  
DE L'IPAC

1. Réaliser le potentiel de l'industrie pétrolière pour assurer des emplois et des avantages économiques aux Canadiens par la création d'une activité économique dans l'ensemble du Canada.

2. Maximiser le potentiel de l'industrie pétrolière canadienne pour obtenir des recettes au titre du commerce international par l'exportation de pétrole dont le Canada n'a pas besoin.

3. Établir et maintenir la sûreté des approvisionnements intérieurs de pétrole et de gaz, pour protéger les Canadiens contre les périodes inévitables de déséquilibre international.

4. Assurer que les avantages économiques des ressources pétrolières canadiennes sont équitablement partagés.

5. Créer un climat d'investissement basé sur les profits qui soit viable pour l'investisseur et qui attire de nouveaux capitaux canadiens dans l'industrie pétrolière intérieure.

Les principes sous-jacents à la politique énergétique de l'IPAC exigent:

1. Que l'industrie pétrolière soit taxées selon ses profits, de la même manière que les autres industries canadiennes.

2. Qu'un niveau raisonnable d'impôts et de redevances soit déterminé.

3. Que les investissements soient traités de manière équitable.

4. Que l'on tienne compte de l'évolution des marchés et des prix.

5. Que l'on prenne en considération les coûts et les risques inhérents au secteur de la prospection et de la production de pétrole et de gaz.

6. Que les futurs investissements soient considérés comme étant économiques en eux-mêmes et qu'ils ne dépendent pas uniquement d'incitations liées à la marge d'autofinancement existante.

7. Qu'un processus de consultations ouvertes existe qui permette à l'industrie d'apporter des contributions aux gouvernements fédéral et provinciaux par l'élaboration d'une politique énergétique.

## II. RÉGIME D'IMPÔTS ET DE REDEVANCES RELATIF AU PÉTROLE ET AU GAZ CLASSIQUE DE L'OUEST CANADIEN

## A. REDEVANCES ET IMPOSITION À LA TÊTE DE PUIITS:

Les gouvernements devraient percevoir deux impôts autres que sur le revenu:

1. Une *redevance de base* semblable aux redevances actuelles sur le plan de la structure, c'est-à-dire précise et sensée, que percevrait le propriétaire de la ressource.

*Categories:*

*Old Oil and Old Gas*—Remove indexing of royalty rates with price—to cap these royalty rates at today's levels.

*New Oil and New Gas*—base rate royalty reduced by approximately 33% to the 20% range. New gas to be defined as gas not on stream in 1974 or earlier.

plus

2. *Resource Levy* calculated as a percent of revenue less operating costs; less base royalty; less capital, and administered by the provincial government concerned.

The capital deduction for a jurisdiction would be limited in a given year such that Resource Levy base could not be reduced by more than 50%, and unused capital deduction could be carried forward for that jurisdiction. The calculation to be on a corporate base but segregated by jurisdiction.

No federal taxes selectively on crude oil, natural gas, or natural gas liquids, i.e. PGRT, COSC, IORT, NGGLT.

The Association does not take a position on the right or otherwise of the federal government sharing revenues beyond the present income tax system. This would be a matter for federal/provincial discussion and therefore could result in sharing of the Resource levy.

The Resource Levy would be fully deductible in the calculation of taxable income for corporate income tax purposes.

The 25% Resource Allowance would be maintained in the income tax system. (*Note:* while only a portion of the base royalty on old oil would be deductible, the 25% Resource Allowance would make the base royalty for new oil fully deductible.)

## B. SIMPLIFICATION

The three levels of royalty and taxation are:

1. Base Royalty (*provinciale*)  
plus
2. Resource Levy  
(*subject to federal/provincial discussion*)  
plus
3. Income Tax  
(*federal and provinciale*)

## III. PRICING

### A. OIL PRICES

Deregulate oil prices; all oil produced in Canada receives the competitive world oil market price.

Access to foreign markets required.

*Catégories:*

*Vieux pétrole et gaz*—supprimer l'indexation des redevances, et les fixer au niveau des prix actuels.

*Nouveaux pétrole et gaz*—ramener la redevance de base de 33 à quelque 20 p. 100. Le nouveau gaz désigne le gaz qui n'était pas en production en 1974 ou plus tôt.

plus

2. *Prélèvement relatif à la ressource*, calculé en pourcentage des recettes, moins les frais d'exploitation, la redevance de base et le capital, et administré par le gouvernement provincial intéressé.

La déduction de capital relative à une compétence serait limitée pour une donnée de manière que le prélèvement relatif à la ressource ne puisse être réduit de plus de 50 p. 100, la déduction de capital inutilisée pouvant être reportée pour cette compétence. Les calculs seraient établis selon une base commerciale, différente selon les compétences.

A l'égard du pétrole brut, du gaz naturel ou des liquides du gaz, il ne devrait pas y avoir d'impôts fédéraux sélectifs comme la TRPG, la RSC, la TRPS et la TGNLG.

L'Association ne prend pas position quant au droit du gouvernement fédéral de partager des recettes au-delà du régime d'impôt sur le revenu actuel. Cette question devrait faire l'objet d'une discussion fédérale-provinciale et pourrait donc entraîner un partage du prélèvement relatif à la ressource.

Le prélèvement relatif à la ressource serait pleinement déductible de l'impôt sur le revenu des sociétés.

L'indemnité de 25 p. 100 relative à la ressource serait maintenue dans le régime de l'impôt sur le revenu. (*Note:* Une partie seulement de la redevance de base relative au vieux pétrole serait déductible, mais l'indemnité de 25 p. 100 relative à la ressource rendrait pleinement déductible la redevance de base applicable au nouveau pétrole.)

## B. SIMPLIFICATION

Les trois niveaux de redevance et d'imposition sont:

1. Redevance de base (*provinciale*)  
plus
2. Prélèvement relatif à la ressource  
(*déterminé par discussion fédérale-provinciale*)  
plus
3. Impôt sur le revenu  
(*fédéral et provinciale*)

## III. TARIFICATION

### A. PRIX DU PÉTROLE

Nécessité de déréglementer les prix du pétrole; tout le pétrole produit au Canada reçoit le prix concurrentiel du marché mondial du pétrole.

Nécessité de pouvoir accéder aux marchés étrangers.



## B. NATURAL GAS PRICES

Natural gas, like oil, should be priced according to its international market value. Reference prices would be established by the producing provinces, determined from a weighting of the price being received from sales in the international marketplace. The reference price would set the ceiling for domestic pricing. Discounts below reference price would be allowable subject to a floor of 65 per cent of the international oil price. Further adjustments to prices should be accomplished through the utilization of restructured transportation rates, e.g. commodity charge formats, adjustments for high load factors, interruptible supply rates and special prices because of the nature of the market and its impact on producer income.

The surplus tests should be examined with a view to developing an alternate approach to provide supply protection for Canadians.

## IV. SPECIAL INCENTIVES FOR WESTERN CANADIAN CONVENTIONAL OIL AND GAS

To benefit smaller explorers, a credit would apply to Resource Levy and royalties payable, such that the aggregate benefit under the proposed fiscal regime would be approximately equal to that in existence under the current Alberta Royalty Tax and Petroleum and Gas Revenue Tax Credit programs.

Any incentives to accomplish other specific objectives would be realized through credits against the Resource Levy earned through qualifying expenditures. The credits would be jurisdictionally tied, i.e. province by province and federal, if any, and could be carried forward. PIP grants on provincial lands would be maintained until the new royalty and tax regime is in place.

## CONDITIONS

1. A stable, economically realistic level of provincial royalties and federal taxes.
2. "Deductibility" of base royalty is achieved for new oil through the Resource Allowance.
3. "Deductibility" of the Resource Levy in determining taxable income.
4. No ring fencing for Resource Levy purposes except where a specific project deal is made through negotiation.
5. Resource Levy to be administered provincially.
6. Unused Resource Levy credits to be carried forward with an allowance for cost of capital for future years.

## V. CANADIANIZATION

Major step is establishing a fiscal environment that allows new investment to be viable on a stand-alone basis.

## B. PRIX DU GAZ NATUREL

Tout comme il en est du pétrole, le prix du gaz naturel devrait être déterminé selon sa valeur marchande à l'échelle internationale. Des prix de référence seraient déterminés par les provinces productrices selon le prix reçu pour des ventes sur le marché international. Ce prix de référence déterminerait le plafond des prix intérieurs. Toute réduction ne pourrait être supérieure à 65 p. 100 du prix du pétrole international. Tous autres rajustements de prix devraient être réalisés par l'utilisation de tarifs de transport restructurés (*exemple*: droits sur les denrées de base, rajustements pour lourdes charges, taux relatifs aux approvisionnements pouvant être interrompus et prix spéciaux à cause de la nature du marché et de son incidence sur le revenu des producteurs.

Les critères relatifs aux excédents devraient être étudiés en vue d'élaborer une autre approche permettant d'assurer aux Canadiens une protection sur le plan des approvisionnements.

## IV: ENCOURAGEMENTS SPÉCIAUX POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ CONVENTIONNEL DE L'OUEST CANADIEN

Pour avantager les petits prospecteurs, un crédit s'appliquerait au prélèvement relatif à la ressource et aux redevances à payer, de sorte que l'avantage prévu par le régime fiscal proposé serait à peu près égal à celui que prévoient actuellement les programmes de crédits de l'Alberta relatifs à la taxe sur les redevances et à la taxe sur les recettes du pétrole et du gaz.

Des encouragements visant à atteindre d'autres objectifs précis seraient accordés grâce aux crédits contre le prélèvement relatif à la ressource gagnés grâce aux dépenses admissibles. Les crédits, qui seraient liés à chaque province et au gouvernement fédéral, le cas échéant, pourraient être reportés. Dans le cadre du PEP, les subventions relatives aux terres provinciales seraient maintenues jusqu'à ce que le nouveau régime de taxes et de redevances soit en place.

## CONDITIONS

1. Un niveau de redevances provinciales et d'impôts fédéraux stable et économiquement réaliste.
- La «déductibilité» de la redevance de base relative au nouveau pétrole se réalise par le moyen de l'indemnité relative à la source.
3. Le prélèvement relatif à la ressource est déductible du revenu imposable.
4. Absence de limites aux frais du prélèvement relatif à la ressource, sauf si un marché relatif à un projet précis est conclu par voie de négociation.
5. Le prélèvement relatif à la ressource est administré par les provinces.
6. Les crédits du prélèvement relatif à la ressource inutilisés peuvent être reportés et une indemnité s'applique aux coûts en capital pour les années ultérieures.

## V. CANADIANISATION

Il faut prendre des mesures importantes pour créer un climat fiscal qui assure que les nouveaux investissements sont viables en eux-mêmes.

## SPECIAL INCENTIVES FOR CANADIANIZATION

It is to the benefit of Canada to encourage individual enterprise and an incentive concept for the investor should be implemented. Possible examples are:

1. Examine changes to the capital gains tax (*including its complete elimination*).
2. Flow-through tax provisions modified and improved.
3. New investor tax credit to first "\$X" of investment to stimulate small investors.

## VI. CANADA LANDS

## A. FISCAL REGIME

1. Eliminate PIP grants with appropriate grandfathering of past exploration agreements.
2. No base royalty.
3. Resource tax:
  - a. Based on Canada Lands revenue and Canada Lands expenditures for oil and gas only.
  - b.  $33\frac{1}{3}\%$  x (*revenue less capital costs less operating costs*).
- c. Capital pools would carry an allowance for the cost of capital until claimed, which would offset preference to those who currently have revenues from Canada Lands.

NOTE: By setting resource tax at  $33\frac{1}{3}\%$  and making it deductible from federal income tax, the effective income tax rate on oil and gas revenue from Canada Lands is approximately  $33\frac{1}{3}\%$  and long-term tax rate on Canada Lands oil and gas production is  $66\frac{2}{3}\%$ .

- d. For resource tax purposes, ring fence the Canada Lands in their entirety, not individual fields.

## 4. Income Tax:

- a. Resource Tax fully deductible.
- b. Investor would have the option of "putting" its current tax pools back to the government and receiving a cash rebate for the value to a currently taxable company.
- c. Expenditures on Canada Lands would qualify for the Investment Tax Credit.
- d. The difference between this "put" and the value of the tax pool to a currently taxable company would be added to the capital allowance pool for resource tax purposes.

## 5. Capital Expenditure Cash Grants:

Should any capital expenditure cash incentive be added, it would be available to all investors and reduce capital pools for both the resource tax and federal income taxes.

## B. OTHER

1. Maintain 50% working interest held by Canadian controlled companies as a requirement for production licence.

## ENCOURAGEMENTS SPÉCIAUX À LA CANADIANISATION

Il est dans l'intérêt du Canada d'encourager l'entreprise privée; un programme d'encouragement à l'investissement devrait être remis en œuvre. On pourrait, par exemple:

1. Étudier la possibilité de modifier l'impôt sur les gains en capital (*ou même de le supprimer complètement*).
2. Modifier et améliorer les dispositions relatives aux allègements fiscaux.
3. Prévoir un crédit fiscal pour les «X» premiers dollars d'investissement, de manière à encourager les petits investisseurs.

## VI. TERRES DU CANADA

## A. RÉGIME FISCAL

1. Supprimer les subventions du PEP et respecter comme il se doit les accords de prospection passés.
2. Pas de redevance de base.
3. Taxe sur la ressource:
  - a. basée sur les recettes des terres du Canada et les dépenses relatives à ces terres pour le pétrole et le gaz seulement.
  - b.  $33\frac{1}{3}\%$  p. 100, multiplié par les recettes, moins les coûts en capital et les frais d'exploitation.
  - c. les groupements de capitaux auraient droit à une indemnité pour le coût du capital jusqu'à ce que ce dernier soit réclamé, ce qui compenserait pour la préférence accordée à ceux qui reçoivent des recettes des terres du Canada.

NOTA: En fixant à  $33\frac{1}{3}\%$  p. 100 la taxe sur la ressource et en la rendant déductible de l'impôt sur le revenu fédéral, le taux effectif d'impôt sur les recettes pétrolières et gazières des terres du Canada est d'environ  $33\frac{1}{3}\%$  p. 100 et le taux d'imposition à long terme relatif à la production de pétrole et de gaz sur les terres du Canada est de  $66\frac{2}{3}\%$  p. 100.

- d. Aux fins de l'impôt sur la ressource, il faudrait limiter entièrement les terres du Canada et non pas des champs individuels.

## 4. Impôt sur le revenu:

- a. Taxe sur la ressource pleinement déductible.
- b. L'investisseur pourrait «remettre» au gouvernement ses pools fiscaux et recevoir un escompte pour leur valeur pour une société actuellement imposable.
- c. Les dépenses relatives aux terres du Canada donneraient droit à un crédit d'impôt à l'investissement.
- d. La différence entre cette «remise» et la valeur du pool fiscal pour une société actuellement imposable serait ajoutée aux pools de l'allocation en capital aux fins de la taxe sur la ressource.

## 5. Subventions pour dépenses en capital:

Si un encouragement pour dépenses en capital était ajouté, il serait offert à tous les investisseurs et réduirait les pools de capitaux aux fins de la taxe sur la ressource ainsi que de l'impôt sur le revenu fédéral.

## B. AUTRES

1. Maintenir à 50 p. 100 la participation des sociétés canadiennes comme exigence relative à l'obtention d'un permis de



(Lower working interest may be allowed by Ministerial discretion.)

2. Removal of 25% back-in provision.

3. Crown Corporations operate under same rules as private companies.

## A NEW OIL AND GAS POLICY FOR CANADA:

Remarks of Gwyn Morgan, President,  
Independent Petroleum Association of Canada

April 24, 1984—Calgary, Alberta

For several months, IPAC's Board of Directors, together with Committee representatives from many of our members, have worked on developing the main principles for a new oil and gas policy for Canada.

The Independent Petroleum Association of Canada is particularly well suited to this task. IPAC represents the independent sector of the Canadian oil and gas exploration and production industry. We represent 208 exploration and production companies ranging in size from small companies run by a few Canadians whose entrepreneurial talent and initiative are the very foundation of our industry, to companies which are among the very largest in our country.

Together these companies produce 2 billion cubic feet of natural gas per day and 300,000 barrels of crude oil per day.

Some 70 per cent of IPAC members have a Canadian Ownership Rating of 75 per cent or more.

In 1983, IPAC members initiated the drilling of 58 per cent of all wells in Canada and 59 per cent of new exploratory wells directed to finding new oil and gas reserves.

We also have 139 associate members who provide materials and services to our industry and we have four special members who are primarily engaged in the transmission of oil and gas.

The objectives of the National Energy Program are laudable. IPAC has consistently supported the objectives of fairness, security of crude oil supply, and Canadianization. But IPAC has equally objected to the principles of government-directed investment and the fundamentals of a taxation regime which includes taxation based on artificial prices, double taxation and the imposition of new taxes on the industry and consumers.

It is the independent sector, the producing and service company members of IPAC, that have been hardest hit by the National Energy Program and its aftermath. The financial difficulties of the independents resulted from the fundamental failings of the NEP. What are these fundamental failings?

\* Firstly, the NEP set up an incredibly complicated system of taxes and grants intended to direct industry investment on the basis of government policy and bureaucratic direction, rather than on the basis of economic realities. This is

production (un pourcentage moindre pourrait être accepté, à la discrétion du ministre).

2. Suppression de la part de 25 p. 100 réservée à la couronne.

3. Que les sociétés de la Couronne fonctionnent selon les mêmes règles que les sociétés privées.

## UNE NOUVELLE POLITIQUE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE POUR LE CANADA

Observations de Gwyn Morgan, président  
Independent Petroleum Association of Canada

Le 24 avril 1984, Calgary (Alberta)

Depuis plusieurs mois, le Conseil d'administration de l'IPAC et les représentants de bon nombre de nos membres au Comité œuvrent à l'élaboration des grands principes régissant une nouvelle politique pétrolière et gazière pour le Canada.

L'Independent Petroleum Association of Canada convient particulièrement pour cette tâche. En effet, elle représente le secteur indépendant de l'industrie de la production et de la prospection pétrolière et gazière du Canada, dont notamment 208 entreprises de prospection et de production des petites sociétés exploitées par des Canadiens dont l'esprit d'entreprise et l'initiative constituent le fondement même de notre industrie, jusqu'à celles qui font partie des plus grandes de notre pays.

Prises collectivement, ces entreprises produisent par jour 2 milliards de pieds cubes de gaz naturel et 300,000 barils de pétrole brut.

Quelque 70 p. 100 des membres de l'IPAC possèdent une participation canadienne de 75 p. 100 ou plus.

En 1983, les membres de l'IPAC ont entrepris le forage de 58 p. 100 de tous les puits au Canada et de 59 p. 100 des nouveaux puits d'exploration, dont le but est de trouver de nouvelles réserves de pétrole et de gaz.

Nous avons aussi 139 membres associés qui fournissent des matériaux et des services à notre industrie ainsi que quatre membres spéciaux qui s'occupent principalement de l'acheminement du pétrole et du gaz.

Les objectifs du programme énergétique national sont louables. L'IPAC a toujours appuyé les objectifs d'équité, de garantie des approvisionnements de pétrole brut et de la canadienisation, mais elle s'est toujours opposée aux principes d'investissement dirigé du gouvernement et à la notion d'un régime fiscal qui s'appuie sur des prix artificiels, sur la double taxation et sur l'imposition de nouvelles taxes à l'industrie et aux consommateurs.

C'est le secteur indépendant, c'est-à-dire les sociétés productrices et les entreprises de services membres de l'IPAC, qui a été le plus durement touché par le programme énergétique national et par ses retombées. Les difficultés financières du secteur indépendant proviennent des lacunes fondamentales du PEN. Quelles sont ces lacunes?

\* Premièrement, le PEN a établi un système incroyablement compliqué d'impositions et de subvention dont l'objectif consistait à orienter l'investissement dans l'industrie en fonction des politiques gouvernementales et des directives



the failing which struck most directly at the heart of the innovative and entrepreneurial spirit which drives the independent sector of the Canadian oil and gas industry.

- \* Secondly, the NEP taxed gross revenues rather than profits and set up a sharing of these gross revenues on the basis of revenue projections which are double those that have actually occurred. So when the projections failed to be realized, the industry was left essentially with the same structure and rate of taxes and royalties on a pie that was half as large.
- \* Thirdly, the NEP had a stated objective of Canadianization—while actually setting up an environment which is fundamentally discouraging to risk equity investment by Canadians.

Consequently, within the petroleum industry and in other industrial sectors of Canada, Canadians have come to recognize the NEP as a failure.

IPAC's oil and gas policy would replace the NEP with a fundamentally new policy. We have seen clear evidence of a recognition across this country that fundamental change to oil and gas policy is required. IPAC will be a key participant in this change. We are working and intend to continue to work with federal and provincial governments in achieving the objectives of a new oil and gas policy which would:

- \* Get our industry working again by harnessing the tremendous opportunity for Canadians to realize the benefit of the vast oil and gas potential of our country and the tremendous expertise that exists in this industry. The momentum given by a positive and enlightened oil and gas policy will create jobs across Canada and provide new revenues to both governments and investors.
- \* The IPAC policy would result in the development of new oil supplies now, before increased demand and falling supply once again makes us depend upon imported oil—a dependency that creates jobs in other countries that should be created in Canada.
- \* IPAC's policy would result in the capability to increase exports of surplus natural gas and oil, thereby creating additional economic activity and foreign exchange earnings.

What are the guiding principles of the new oil and gas policy that would accomplish these objectives?

- \* Taxation on profits (*as is the case for every other industry in this country*)—a system that allows new investments to be economically viable before governments take their share.
- \* Royalty and taxation levels which allow a fair return on new investment, having consideration for the costs and

administratives plutôt que des réalités économiques. C'est cette lacune qui a le plus directement frappé au cœur de l'esprit d'entreprise et d'innovation qui anime le secteur indépendant de l'industrie pétrolière et gazière du Canada.

- \* Deuxièmement, le PEN a taxé les recettes brutes plutôt que les profits et a établi un partage de ces recettes brutes en fonction de projections de recettes deux fois plus importantes que les recettes réelles. Ces projections n'ayant pu se matérialiser, l'industrie s'est retournée avec la même structure et les mêmes barèmes de fiscalité et de redevances pour des recettes équivalant à la moitié de celles prévues.
- \* Troisièmement le PEN visait la canadienisation, mais il a en fait créé un cadre qui, fondamentalement décourageait les Canadiens d'investir.

Par conséquent, dans l'industrie du pétrole et dans d'autres secteurs industriels du Canada, on en est venu à reconnaître que le PEN était un échec.

La politique pétrolière et gazière de l'IPAC remplacerait le PEN par un programme fondamentalement nouveau. Nous avons les preuves éclatantes d'une conviction, à travers le pays, que des changements fondamentaux doivent être apportés à la politique pétrolière et gazière. L'IPAC sera l'un des principaux participants à ce changement. Nous œuvrons et entendons continuer d'œuvrer avec les gouvernements fédéral et provinciaux à la définition des objectifs d'une nouvelle politique pétrolière et gazière grâce à laquelle:

- \* notre industrie se remettrait au travail parce qu'on exploiterait ainsi les énormes possibilités que possèdent les Canadiens de capter le vaste potentiel pétrolier et gazier de notre pays et des nombreuses compétences qui existent dans cette industrie. L'impulsion donnée par une politique pétrolière et gazière positive et éclairée créera des emplois dans tout le Canada et fournira des recettes aux gouvernements et aux investisseurs.
- \* On constituerait dès à présent de nouvelles réserves pétrolières, avant qu'un accroissement de la demande et une baisse des approvisionnements ne nous obligent encore une fois à recourir aux importations, dépendance qui crée dans d'autres pays des emplois qui pourraient être créés ici même.
- \* On détiendrait la capacité d'accroître nos exportations de gaz naturel et de pétrole excédentaires, ce qui stimulerait l'activité économique et améliorerait nos réserves de devises étrangères.

Quels sont les principes directeurs de la nouvelle politique pétrolière et gazière qui permettraient d'atteindre ces objectifs?

- \* L'imposition des bénéfices (*comme c'est le cas pour toutes les autres industries de ce pays*)—élaboration d'un système en vertu duquel les gouvernements ne prendront leur part du gâteau que lorsque les nouveaux investissements se seront révélés économiquement viables.
- \* Des niveaux de redevances et d'impôts qui permettent un juste rendement des nouveaux investissements, compte tenu des coûts et des risques inhérents à la prospection

risks inherent in oil and gas exploration—without the need for grants and subsidies.

- \* A royalty and taxation system which is straightforward, rewards success, is resilient to changing conditions and which minimizes government bureaucracy and regulation.
- \* A policy which encourages rather than directs investment and which encourages Canadianization at the place where it has to start—the fundamental risk equity investment by individual Canadians.
- \* Early completion of the step-wise process of moving oil prices to international levels and the introduction of competitive pricing flexibility for domestic and international natural gas production.
- \* And finally, a policy which accomplishes all of this without any perceptible impact on prices paid by consumers.

Discussion of the essential elements of IPAC's new oil and gas policy can be broken down into the following areas:

1. Taxation and Royalties
2. Pricing
3. Petroleum Incentive Program Grants
4. Canadianization

Under each of these areas, IPAC has separated the general policies dealing with the Western Canadian Sedimentary Basin from those dealing with Canada Lands. I will discuss each of these areas:

## 1. TAXATION AND ROYALTIES

### A. Western Canadian Sedimentary Basin

IPAC would eliminate the complex and counter-productive non-profit based taxes of the NEP, i.e. the Petroleum Gas and Revenue Tax (*PGRT*), the Natural Gas and Gas Liquids Tax (*NGGLT*), the Canadian Ownership Special Charge (*COSC*), and the Incremental Revenue Oil tax (*IORT*). These would be replaced by a simple and fair system involving a base provincial royalty, a resource levy and a profits-based corporate income tax.

In establishing the base royalty levels, IPAC has considered the fiscal and political reality of government revenue requirements. Hence, the royalty rates for "old oil and gas" (*discovered prior to the large world oil price increases of the early 1970's*) would be capped at today's levels. For new oil and gas production which was found since that time, IPAC's policy calls for substantially lower base royalties so that the more recent and new investments would be made economically viable.

IPAC's Resource Levy is a new and innovative concept. It has the characteristics of a second tier royalty but is profitability-related. The Resource Levy would be calculated separately

pétrolière et gazière—sans qu'il soit nécessaire d'accorder des subventions et des subsides.

- \* Un régime de redevances et d'impôts, qui soit juste, qui récompense le succès, qui réagisse à l'évolution des circonstances et qui réduise au minimum la réglementation et l'administration gouvernementales.
- \* Une politique qui encourage mais n'oriente pas l'investissement et qui favorise la canadianisation là où elle doit commencer, c'est-à-dire les investissements spéculatifs par les Canadiens.
- \* La réalisation, au plus tôt, du processus de relèvement graduel des prix du pétrole aux niveaux internationaux, et l'établissement d'une tarification concurrentielle souple pour la production de gaz naturel canadien et international.
- \* Et enfin, une politique qui permette la réalisation de tous ces objectifs sans que cela influe trop sur les prix payés par les consommateurs.

L'étude des points essentiels de la nouvelle politique proposée par l'IPAC en matière de pétrole et de gaz peut se subdiviser de la façon suivante:

1. Impôts et redevances
2. Établissement des prix
3. Subventions dans le cadre du programme d'encouragement du secteur pétrolier.
4. Canadianisation.

Pour chacun de ces points, l'IPAC a établi une distinction entre les politiques générales s'appliquant au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et celles qui valent pour les terres du Canada. J'aborderai chacun de ces points à tour de rôle:

## 1. IMPÔTS ET REDEVANCES

### A. Bassin sédimentaire de l'ouest canadien

L'IPAC supprimerait les taxes complexes et non productives prévues dans le PEN et qui ne se fondent pas sur les profits comme la taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières (*PRPG*), la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz (*TGNLG*), la redevance spéciale pour la canadianisation (*RSC*) et la taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (*TRPS*). Nous remplacerions ces taxes par un système simple et juste prévoyant une redevance provinciale de base, une taxe sur les ressources et un impôt sur le revenu des sociétés fondé sur les profits.

En déterminant le niveau des redevances de base, l'IPAC a tenu compte des recettes dont le gouvernement a besoin pour remplir ses obligations fiscales et politiques. Par conséquent, les redevances s'appliquant à l'ancien pétrole et gaz (*découvert avant l'escalade des prix mondiaux survenue au début des années 70*) seraient plafonnées à leur niveau actuel. En ce qui touche le nouveau pétrole et gaz, c'est-à-dire le pétrole découvert depuis lors, l'IPAC réclame une diminution substantielle des redevances de base afin que les investissements récents ainsi que les nouveaux investissements soient économiquement viables.

La taxe sur les ressources proposée par l'IPAC est nouvelle et innovatrice. Elle s'apparente à une redevance au deuxième palier, mais elle est calculée en fonction des profits. Cette taxe



in each provincial jurisdiction. The Resource Levy could be reduced—but not eliminated—by deduction of operating costs, the base royalty, and the cost of new investment. The deduction of the cost for new investment would create an engine driving reinvestment in each provincial jurisdiction.

A very difficult item for the Association has been the question of whether or not the federal government should have any share of the Resource Levy. This raises the question on which the industry has been caught in the middle for over a decade, that is, should the federal government have a front end share?

We fully expect that a new round of federal/provincial oil and gas policy negotiations will ensue no matter which party becomes the next government of Canada. The critical thing for this industry is that if there is to be any federal share at the front end, it be a part of the Resource Levy and we never again be placed in a position where both the federal and provincial governments impose taxes and royalties without recognizing the share being taken by the other—and with neither being deductible for income tax purposes.

A very important item for IPAC members is resource sharing from production in the Western Canadian Sedimentary Basin. IPAC considers it critical that a credit be maintained for the initial royalty and resource levy, approximately equal to that now provided by the Alberta Royalty Tax Credit and the Petroleum and Gas Revenue Tax Credit programs. This credit would provide encouragement to the small producers and would be no different in principle than what is available to any other industry operating in Canada. The entrepreneurial talent and initiative of the Canadians involved in these small companies provide a very important element of activity and a foundation for future growth in the Canadian oil and gas industry.

On the question of income tax, the IPAC policy calls for a straightforward profits-based income tax for conventional oil and gas investment. We are not looking for special privileges for the oil and gas industry within the income tax system. We are looking to be treated the same as other basic resource industries.

### *B. Taxation and Royalties on Canada Lands*

Investment in Canada Lands is capital-intensive, high risk, and involves long lead times. These projects cannot afford any front-end base royalty at all. Hence, for Canada Lands, IPAC proposes a Resource Tax.

The Resource Tax would be fully deductible for calculating income tax. In addition, IPAC proposes a system whereby companies whose investment activities have caused them to be in a deferred tax position, would be placed in a similar competitive investment position to a currently taxable corporation. In general, the oil and gas companies with deferred tax position tend to be Canadian. Hence, this provision would allow these Canadian companies to participate in frontier lands

serait établie séparément par chaque gouvernement provincial. La taxe sur les ressources pourrait être réduite, mais non supprimée, par la déduction des frais d'exploitation, de la redevance de base et des coûts des nouveaux investissements. La déduction pour nouveaux investissements stimulerait le réinvestissement des profits dans chaque province.

L'Association s'est longuement demandé si une partie de la taxe sur les ressources devrait être versée au gouvernement fédéral. Cela soulève la question que se pose l'industrie depuis une décennie, c'est-à-dire doit-on permettre au gouvernement fédéral de participer dès le début aux projets d'exploration?

Quel que soit le parti qui formera le prochain gouvernement, nous nous attendons à ce qu'il y ait une nouvelle ronde de négociations fédérales-provinciales sur la politique pétrolière et gazière. Si le gouvernement doit participer dès le début aux projets d'exploration, l'essentiel pour cette industrie c'est que la part du gouvernement vienne de la taxe sur les ressources et qu'elle ne se retrouve plus dans la situation où les gouvernements fédéral et provinciaux imposent des taxes et des redevances chacun de leur côté sans que celles-ci ne soient déductibles aux fins d'impôt.

La question du partage des ressources tirées du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien constitue une question très importante pour les membres de l'IPAC. L'association estime qu'il est essentiel de prévoir un crédit pour les redevances initiales et les taxes sur les ressources qui soit à peu près égal au crédit d'impôt sur les redevances de l'Alberta et au crédit d'impôt sur les recettes pétrolières et gazières. Ce crédit qui ne diffère pas en principe de crédits semblables offerts à d'autres industries encouragerait les petits producteurs. L'esprit d'entreprise et le dynamisme de ces petites sociétés canadiennes doivent être préservés pour assurer la croissance future de l'industrie pétrolière et gazière au Canada.

En ce qui touche l'impôt sur le revenu, l'IPAC réclame un système d'impôt sur le revenu simple fondé sur les profits pour ce qui est des investissements dans le pétrole et le gaz classique. Nous n'essayons pas d'obtenir un traitement de faveur pour l'industrie pétrolière et gazière. Nous voulons simplement qu'elle soit traitée de la même façon que les autres industries d'extraction des ressources.

### *B. Impôts et redevances sur les terres du Canada*

Les investissements dans les terres du Canada requièrent d'importants capitaux, présentent des risques élevés et sont lents à rapporter des profits. L'industrie ne peut pas se permettre de verser aucune redevance de base à l'égard de ces projets. Pour ce qui est des terres du Canada, l'IPAC propose donc l'imposition d'une taxe sur les ressources.

La taxe sur les ressources serait entièrement déductible aux fins du calcul de l'impôt sur le revenu. En outre, pour ce qui est des sociétés qui, en raison de leurs investissements, ont pu reporter leur impôt, l'IPAC propose un système qui les placerait dans une position aussi concurrentielle au point de vue des investissements que les sociétés qui sont à l'heure actuelle imposables. En général, les sociétés pétrolières et gazières qui ont pu reporter leurs impôts sont canadiennes. Par conséquent,



activities on a fair and competitive basis with foreign-owned companies.

## 2. OIL AND GAS PRICING

### A. Oil Pricing

IPAC's policy calls for movement of all Canadian production to international prices, IPAC has calculated that through elimination of the tangled web of regulation and taxation under the National Energy Program, movement to international prices can be done without any perceptible impact on consumers. So we have an incredibly fortunate opportunity to create jobs through enhanced industry activity—while untangling this bureaucratic web and not harming the consumer. This opportunity results from the fact that international prices have fallen closer and closer to the Canadian average price and from the fact that the Petroleum Compensation Charge, the Canadian Special Ownership Charge and the Incremental Oil Revenue Tax could all be eliminated under IPAC's policy.

### B. Natural Gas Pricing

With respect to the United States, IPAC's position has been made clear in previous public statements. Canada must move to a system of negotiated buyer/seller prices for U.S. exports at the earliest possible date. In return, Canada would expect a fair and equitable share of the U.S. market under terms which would allow redetermination of prices as market conditions improve.

With respect to gas pricing in Canada, IPAC is participating in serious examination of ways in which the competitiveness of natural gas delivered to consumers can be enhanced. This includes finding ways of reducing transmission and distribution costs and innovative methods for providing pricing flexibility. For the protection of Canadian consumers, IPAC supports a ceiling on Canadian natural gas prices corresponding to the wellhead average of prices being received from time to time for exports. IPAC is also prepared to support domestic gas prices that are below this average international level where competitive conditions justify. Buyer/seller arrangements would be allowed to provide the flexibility of negotiating domestic natural gas prices within this range.

## 3. PETROLEUM INCENTIVE PROGRAM GRANTS

IPAC supports the removal of PIP grants on provincial lands, provided that our new oil and gas policy which is designed to make new investments economic on their own, is adopted. Respecting Canada Lands, IPAC also believes that PIP grants should be phased out, but that existing commitments must be honored.

cette disposition permettrait aux sociétés canadiennes de participer aux activités d'exploration dans les terres éloignées de façon aussi juste et concurrentielle que les sociétés étrangères.

## 2. FIXATION DES PRIX DU PÉTROLE ET DU GAZ

### A. Fixation du prix du pétrole

L'IPAC estime que les prix canadiens du pétrole devraient rejoindre les prix internationaux. En supprimant l'ensemble complexe de règlements et d'impôts prévus aux termes du programme énergétique national, l'IPAC croit que les prix pourraient atteindre le niveau des prix internationaux sans que cela n'influe trop sur les prix aux consommateurs. L'occasion nous est donnée de créer des emplois en favorisant les activités de l'industrie sans nuire aux consommateurs tout en mettant fin à ce cauchemar bureaucratique. Cette occasion nous est donnée parce que les prix internationaux se sont rapprochés de plus en plus du prix moyen demandé au Canada et parce que nous recommandons la suppression du prélèvement d'indemnisation pétrolière, de la redevance spéciale pour la canadianisation et de la taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires.

### B. Fixation du prix du gaz naturel

L'IPAC a publiquement fait connaître à plusieurs reprises sa position en ce qui touche les exportations aux États-Unis. Le Canada doit adopter le plus tôt possible un système aux termes duquel il négocierait avec les États-Unis un prix pour le gaz exporté. En retour, le Canada demanderait aux États-Unis de lui assurer une part juste et équitable du marché et la possibilité de modifier ses prix si les conditions du marché le permettent.

En ce qui touche l'établissement des prix du gaz au Canada, L'IPAC étudie sérieusement les moyens d'améliorer la compétitivité du gaz naturel livré aux consommateurs canadiens. Il s'agit notamment de trouver le moyen de réduire les frais d'acheminement et de distribution et de concevoir des méthodes innovatrices et souples d'établissement des prix. Afin de protéger les consommateurs canadiens, l'IPAC appuie l'imposition d'un plafond pour les prix du gaz naturel au Canada qui corresponde à la moyenne des prix au puits établis de temps à autre pour les exportations. L'IPAC est aussi prête à accepter que les prix intérieurs du gaz soient inférieurs aux prix moyens internationaux lorsque les conditions concurrentielles le justifient. Des arrangements entre acheteurs et vendeurs seraient possibles afin de pouvoir établir des prix intérieurs pour le gaz naturel qui reflètent ces conditions.

## 3. SUBVENTIONS DANS LE CADRE DU PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT DU SECTEUR PÉTROLIER

L'IPAC appuie la suppression des subventions PESP à l'égard des terres provinciales en autant que la politique que nous proposons en ce qui touche le nouveau pétrole et le gaz soit adoptée afin de rendre les nouveaux investissements plus rentables. En ce qui touche les terres du Canada, l'IPAC estime que la suppression des subventions PESP devrait être échelonnée, à condition, toutefois que le gouvernement respecte les engagements qu'il a déjà pris.

#### 4. CANADIANIZATION

It is axiomatic that increased Canadian ownership of the oil and gas industry can only occur if individual Canadians are prepared to make substantial risk equity investments in our business. This is the engine of Canadianization and it should be accomplished through encouragement of equity investment by such measures as reduction or elimination of capital gains tax, improved flow-through tax credit provisions, and special investment tax credits for investment in Canadian oil and gas common shares.

In the case of Canada Lands, the IPAC policy also calls for issuance of production licences to be subject to a requirement of 50 per cent participation of Canadian-controlled companies. This will provide opportunities for Canadian-controlled companies to participate in these developments. The IPAC policy provides for the removal of the 25 per cent back-in provision on federal lands.

#### CONCLUSION

These are the essential elements of IPAC's new oil and gas policy for Canada. We are not asking for special privileges—we are asking for fairness and equity. We are not asking for more from Canadian consumers—but we are offering Canadians job opportunities and supply security.

Over the months to come—very important months for our industry—we will be working with politicians across the country towards implementation of our ideas. We will be studying in more detail the quantifiable benefits of our policy to Canadians in terms of jobs, revenue generation and supply security.

The independent sector of the Canadian oil and gas industry is offering Canadians the opportunity to benefit from the growth of an industry which has the potential to lead in the recovery of the Canadian economy. All we need is a little encouragement and positive response by governments.

#### 4. CANADIANISATION

Il est évident qu'on ne peut s'attendre à une participation canadienne accrue dans l'industrie pétrolière et gazière que si les Canadiens sont prêts à investir massivement des capitaux dans notre industrie, investissements qui comportent des risques élevés. Si l'on veut favoriser la canadienisation de l'industrie, il faudra encourager les Canadiens à investir dans des sociétés pétrolières et gazières en leur offrant certains avantages comme la réduction ou la suppression de l'impôt sur les gains de capital, des allègements fiscaux plus intéressants ainsi que des crédits d'impôt spéciaux à l'achat d'actions ordinaires dans les sociétés pétrolières et gazières canadiennes.

Pour ce qui est des terres du Canada, l'IPAC réclame également la délivrance de permis de production sous réserve de la preuve d'une participation à 50 p. 100 de sociétés sous contrôle canadien. Cette mesure favorisera la participation de ces sociétés à de nouveaux projets d'exploration. L'IPAC favorise la suppression de la disposition droit d'option de 25 p. 100 du relative à la part de 25 p. 100 dévolue au gouvernement fédéral à l'égard des terres du Canada.

#### CONCLUSION

Voilà les principaux points de la nouvelle politique pétrolière et gazière que propose l'IPAC pour le Canada. Nous ne demandons pas un traitement de faveur, nous demandons simplement d'être traités équitablement. Nous ne demandons pas aux consommateurs canadiens de déboursier plus d'argent en notre faveur, mais nous leur offrons des emplois et la sécurité d'approvisionnement.

Au cours des mois à venir qui seront très importants pour notre industrie, nous essaierons de convaincre les hommes politiques du bien-fondé de nos idées. Nous étudierons plus en détail les avantages que notre politique présente pour les Canadiens au plan des emplois, des revenus et de la sécurité d'approvisionnement.

Le secteur indépendant de l'industrie pétrolière et gazière canadienne offre aux Canadiens la possibilité de profiter de la croissance d'une industrie qui peut constituer le fer de lance de la reprise de l'économie canadienne. Tout ce que l'industrie demande des gouvernements est un peu d'encouragement et l'adoption de mesures positives.



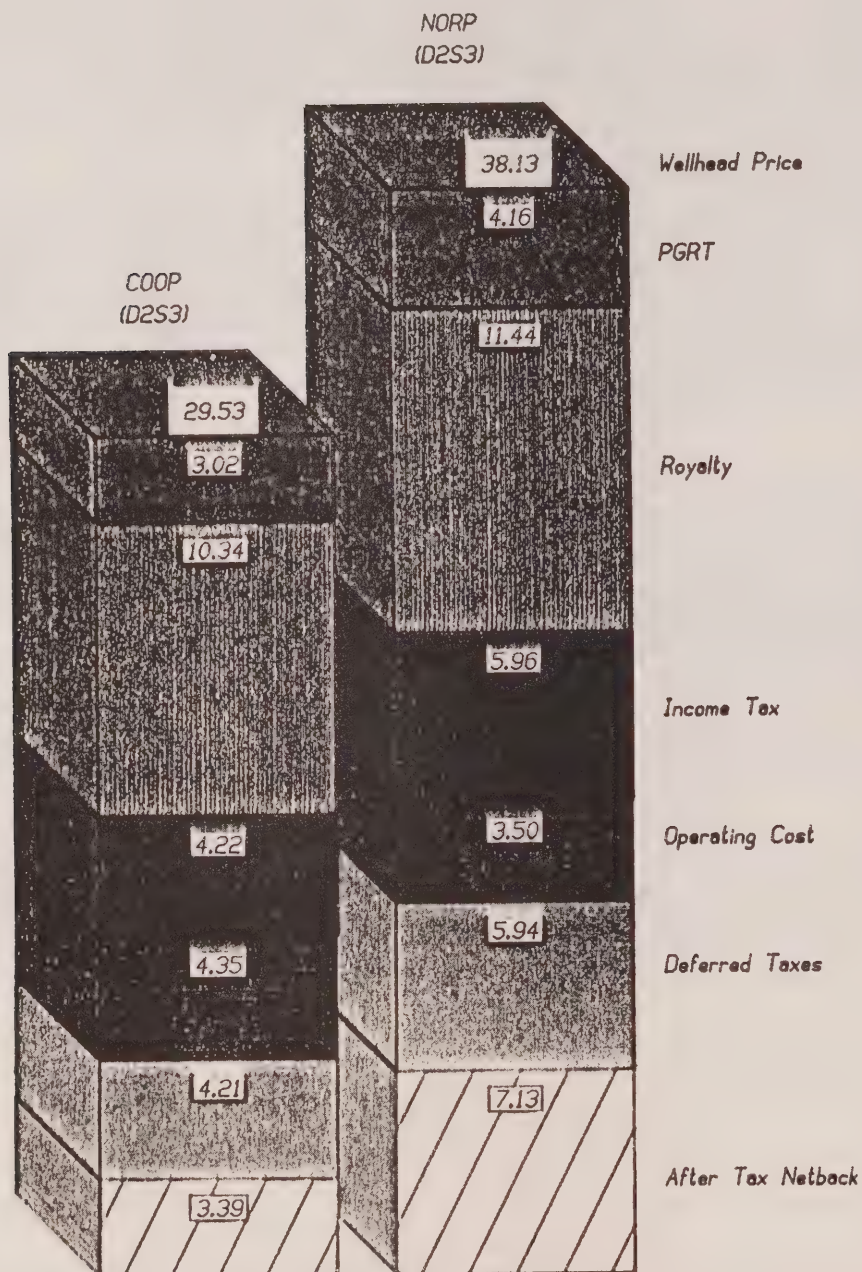
INDEPENDENT PETROLEUM  
ASSOCIATION OF CANADA  
700 - 707 - 7 AVENUE S W  
CALGARY, ALBERTA T2P 0Z2  
(403) 290-1530

## IPAC ANALYSIS OF REVENUE DISTRIBUTION ACCRUING FROM CRUDE OIL AND NATURAL GAS

June 5, 1984



# CRUDE OIL REVENUE SHARING AT THE WELLHEAD (\$/BBL)

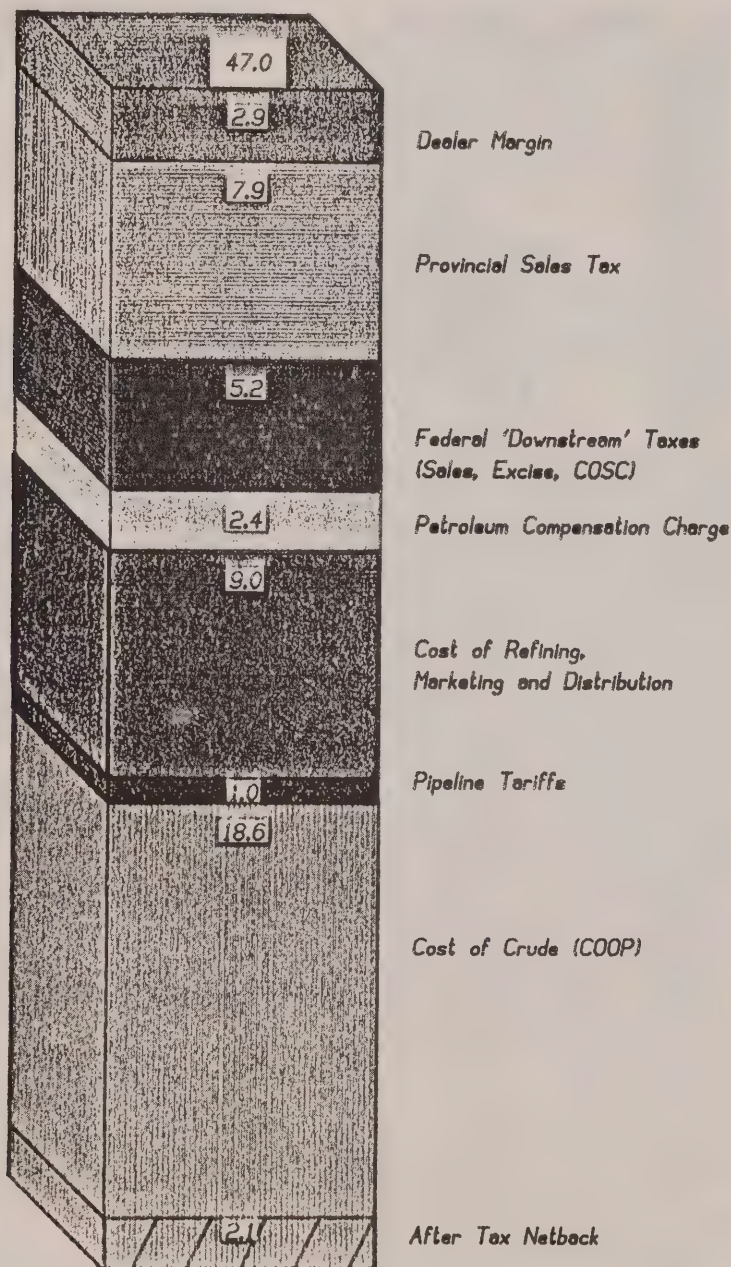


Independent Petroleum Association of Canada  
Jan 20, 1984

# REVENUE SHARING FROM THE SALE OF A LITRE OF GASOLINE

(Based Upon a Retail pump price of \$0.47/litre in Ontario)

\$74.68 / Barrel

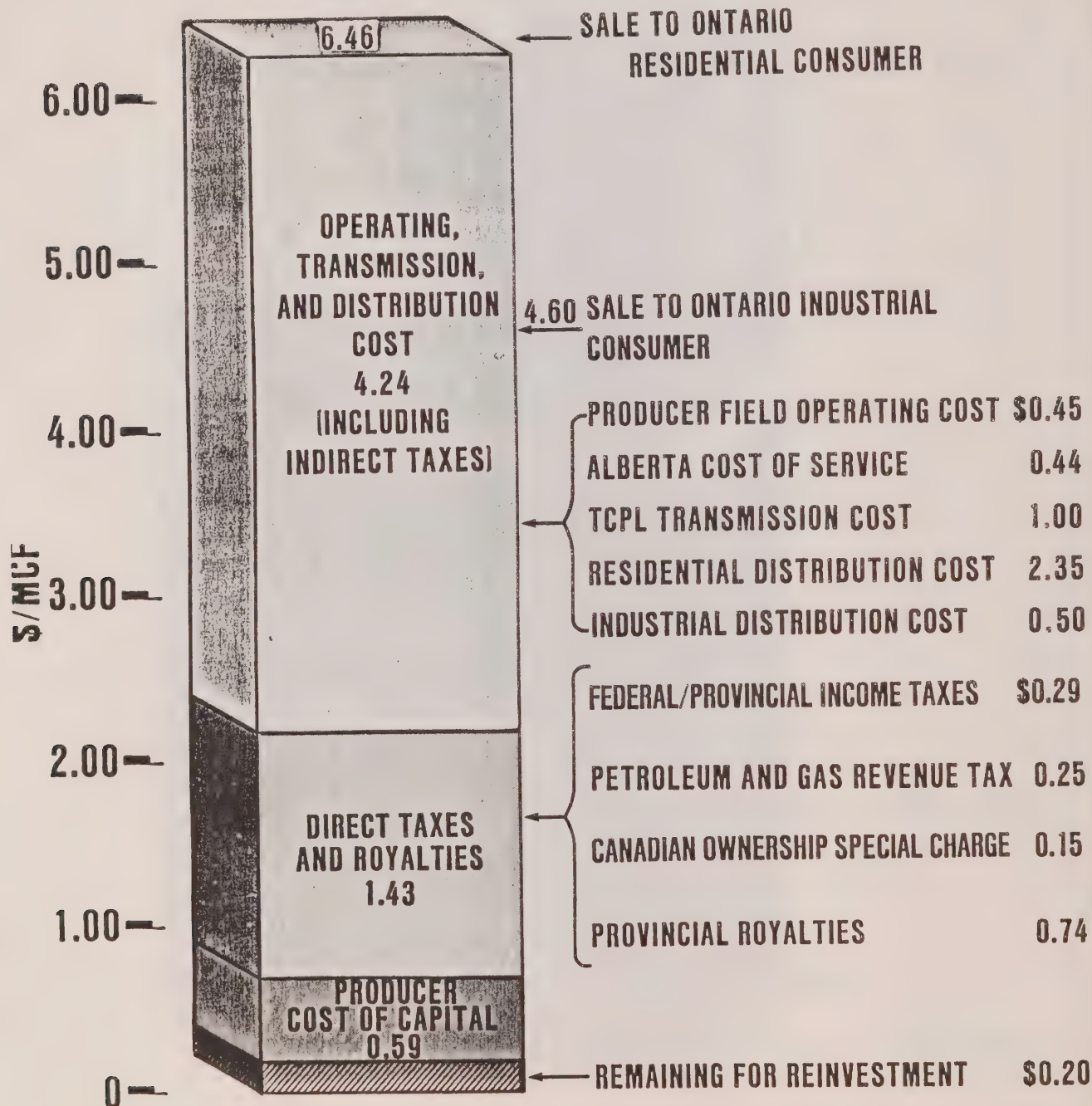


\$29.53 / Barrel

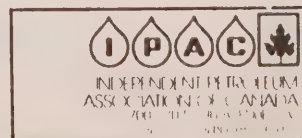
\$3.39 / Barrel



# REVENUE DISTRIBUTION FROM DOMESTIC NATURAL GAS SALES \*

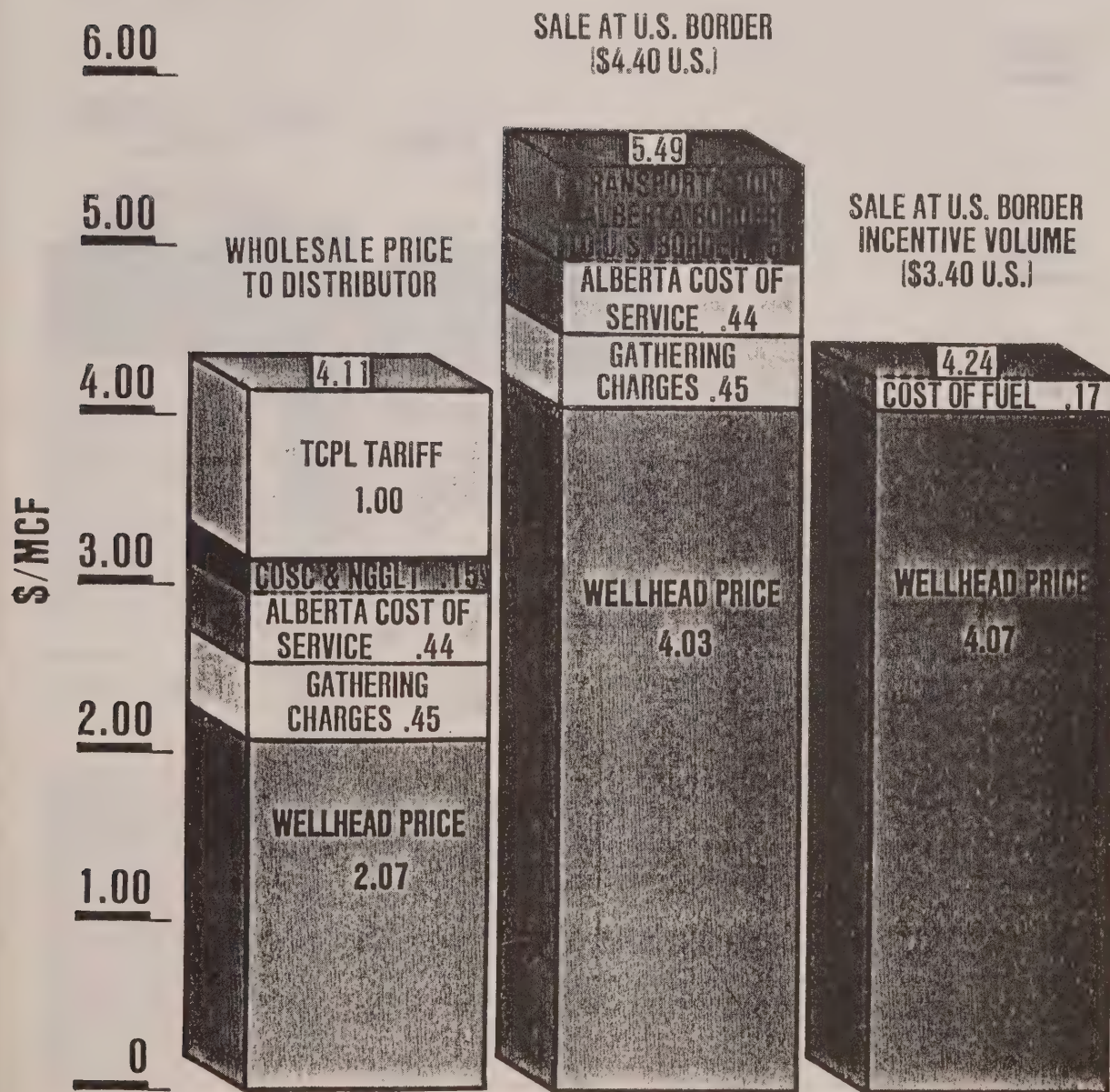


\* ESTIMATE FOR FEBRUARY 1, 1984



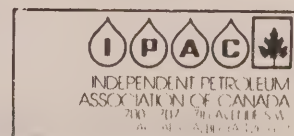


# WELLHEAD PRICES OF ALBERTA GAS SOLD IN ONTARIO AND THE U.S.

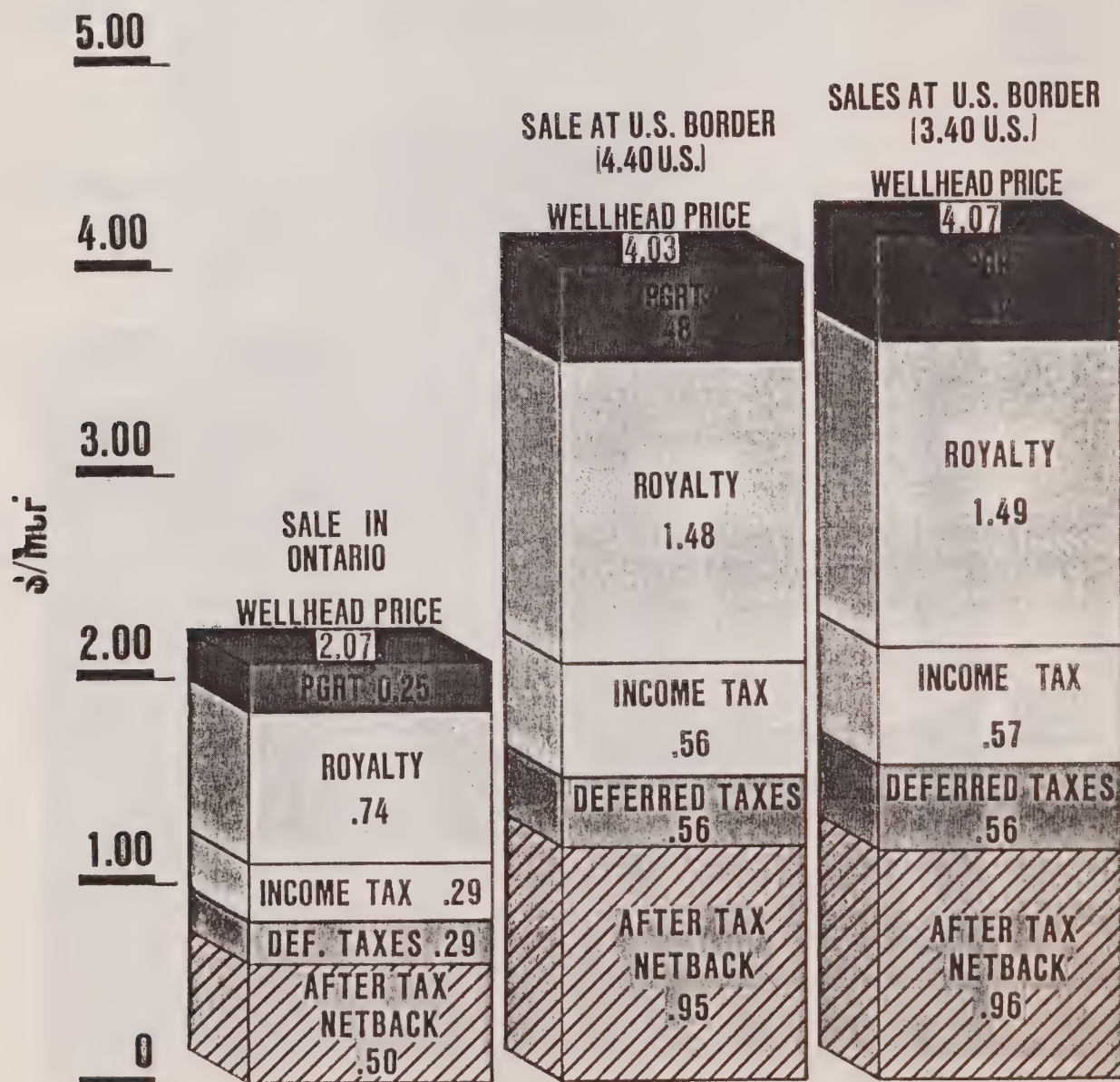


.802 (U.S.) = \$1.00 CDN.

• ESTIMATE FOR FEBRUARY 1, 1984



# AFTER-TAX NETBACKS OF ALBERTA GAS SOLD IN ONTARIO AND THE U.S.



• ESTIMATE FOR FEBRUARY 1, 1984





INDEPENDENT PETROLEUM  
ASSOCIATION OF CANADA  
700 - 707 - 7 AVENUE S.W.  
CALGARY, ALBERTA T2P 0Z2  
(403) 290-1530

**SUPPLEMENTARY ANALYSIS DETAILING  
THE IPAC ENERGY POLICY DISCUSSION PAPER**

**June 5, 1984**



# **LEVELS OF ROYALTY AND TAXATION**

- 1. BASE ROYALTY**
- 2. RESOURCE LEVY**
- 3. INCOME TAX**

## **BASE ROYALTY**

### **OLD OIL AND OLD GAS**

- REMOVE INDEXING
- CAP ROYALTIES, PRICES AT TODAY'S LEVELS

### **NEW OIL AND NEW GAS**

- REDUCE TO 20% RANGE ON HIGH PRODUCTIVITY WHILE MAINTAINING RATE SENSITIVE CHARACTERISTIC
- CURRENT NEW OIL DEFINITION
- NEW GAS DEFINED AS GAS NOT ON STREAM IN 1974 OR EARLIER

## RESOURCE LEVY

- **CALCULATED AS –**

**RESOURCE LEVY RATE    *times***

**(RESOURCE REVENUE *less* BASE ROYALTY *less* OPERATING COSTS *less* CAPITAL)**

- **CAPITAL DEDUCTION LIMITED IN A GIVEN YEAR SUCH THAT RESOURCE LEVY COULD NOT BE REDUCED BY MORE THAN 50% OF WHAT OTHERWISE WOULD BE PAYABLE**
- **LEVY APPLIES ON CORPORATE BASE**
- **SEGREGATED BY PROVINCE AND PROVINCIAL GOVERNMENT ADMINISTERED**



## **INCOME TAX**

- **RESOURCE LEVY PAID WOULD BE FULLY DEDUCTIBLE IN THE CALCULATION OF TAXABLE INCOME**
- **25% RESOURCE ALLOWANCE WOULD BE MAINTAINED RESULTING IN:**
  - **A PORTION OF BASE ROYALTY ON OLD OIL BEING DEDUCTIBLE**
  - **NEW OIL BASE ROYALTY ESSENTIALLY DEDUCTIBLE**

## **OTHER TAXES**

- **NO FEDERAL TAXES SELECTIVELY APPLIED ON CRUDE OIL, NATURAL GAS, OR NATURAL GAS LIQUIDS i.e. PGRT, COSC, IORT, NGGLT**
- **THE MATTER OF REVENUE SHARING BETWEEN PROVINCIAL AND FEDERAL JURISDICTIONS IS A MATTER OF NEGOTIATION BETWEEN GOVERNMENTS AND COULD RESULT IN A SHARING OF THE RESOURCE LEVY**

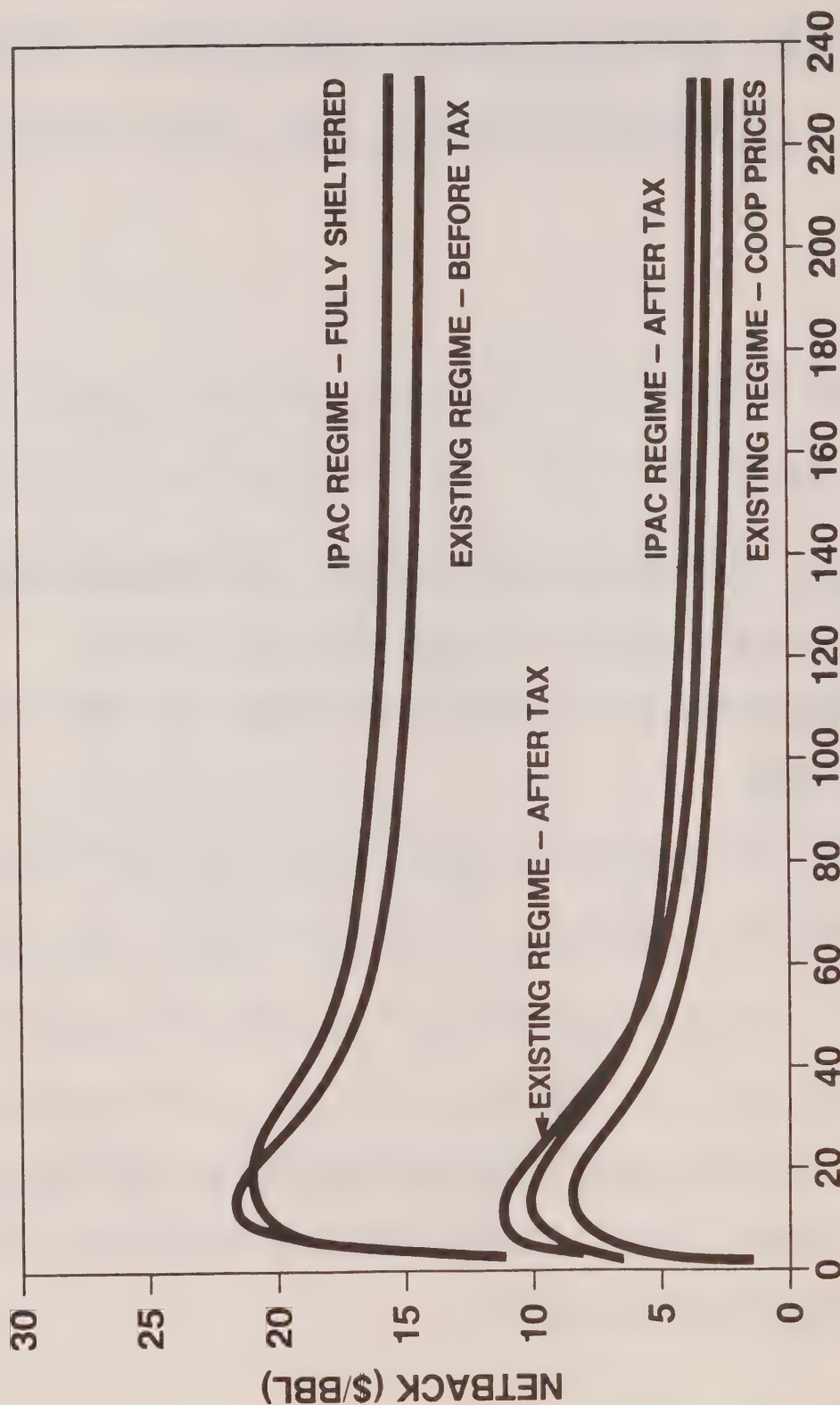
# **SPECIAL INCENTIVES WESTERN CANADIAN CONVENTIONAL OIL AND GAS**

---

- **SMALL EXPLORERS CREDIT TO RESOURCE LEVY  
PAYABLE AND/OR BASE ROYALTY TO  
APPROXIMATE THOSE EXISTING IN THE CURRENT  
SYSTEM**
- **ANY OTHER SPECIAL INITIATIVES COULD BE  
ACCOMPLISHED THROUGH ADDITIONAL CREDITS  
TO RESOURCE LEVY**



# NETBACK COMPARISON IPAC PROPOSAL VS CURRENT REGIME OLD OIL

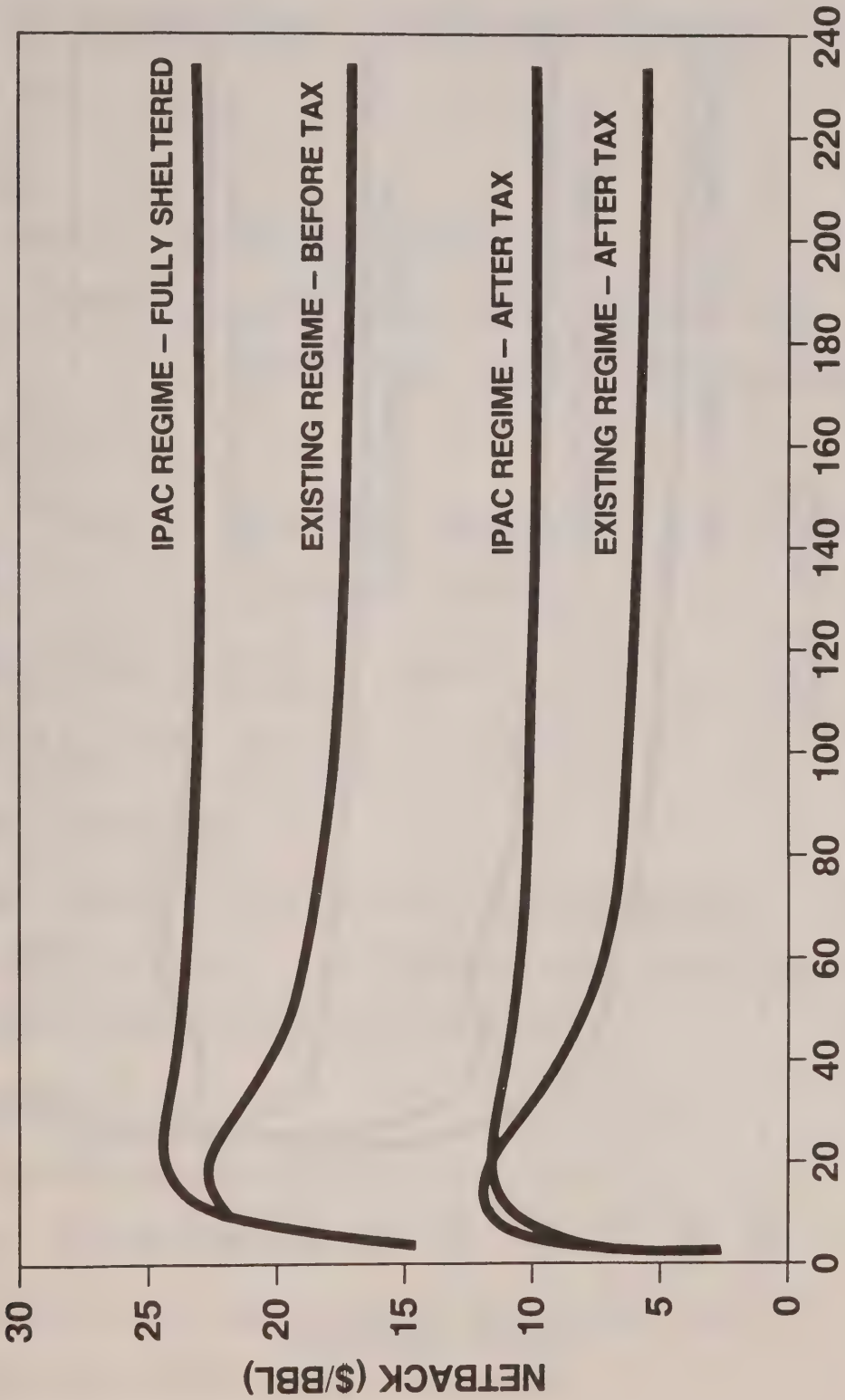


PRODUCTION RATE (BOPD)

ASSUMING: NORP = \$36.50 COOP = \$29.60

OPERATING COSTS: \$2000/WELL/MONTH PLUS \$2.45/BARREL

**NETBACK COMPARISON  
IPAC PROPOSAL VS CURRENT REGIME  
NEW OIL**

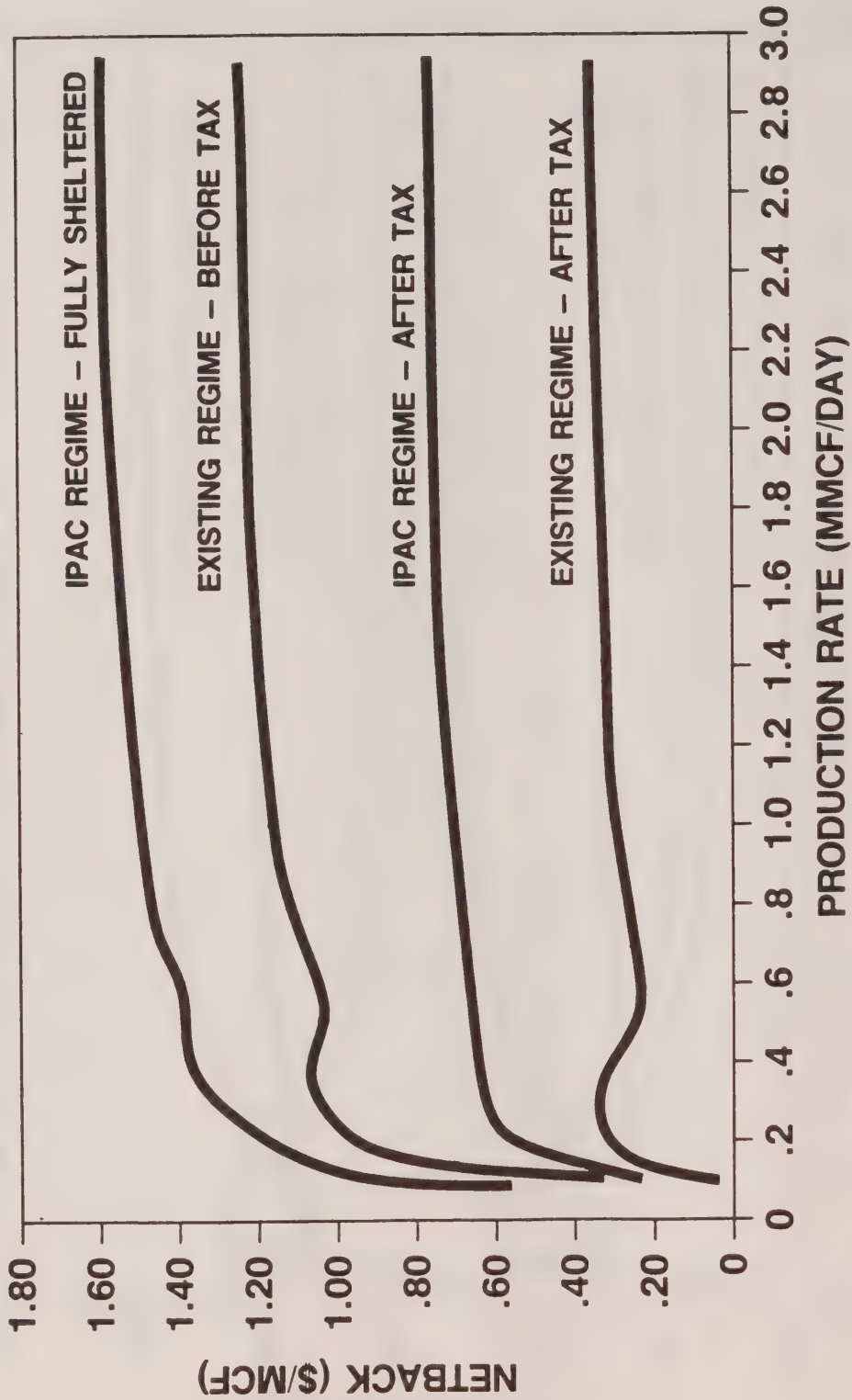


PRODUCTION RATE (BOPD)

ASSUMING: NORP = \$36.50

OPERATING COSTS: \$2000/WELL/MONTH PLUS \$2.45/BARREL

# NETBACK COMPARISON IPAC PROPOSAL VS CURRENT REGIME NEW GAS



ASSUMING: GAS PRICE = \$3.00/MCF

OPERATING COST = \$5000/WELL/MONTH PLUS \$.40/MCF



## GENERAL ASSUMPTIONS

### PRICES:

|             |                               |
|-------------|-------------------------------|
| 1984 – 1985 | NO CHANGE                     |
| 1986 – 1989 | GROWING WITH INFLATION        |
| 1990 –      | GROWING AT 2% ABOVE INFLATION |

### INFLATION:

|             |             |
|-------------|-------------|
| 1984 – 1986 | 6% PER YEAR |
| 1987 –      | 7% PER YEAR |

FEDERAL TAX RATE: 36%

PROVINCIAL TAX RATE: 11%

### EXISTING REGIME

- (A) PIP GRANTS – CONTINUING FOREVER
- (B) PGRT – 16% OF OPERATING INCOME AFTER 25% RESOURCE ALLOWANCE

### IPAC REGIME

- (A) NO PIP GRANTS
- (B) NO PGRT PAYABLE
- (C) RESOURCE LEVY RATE 30% (TAX DEDUCTIBLE)
- (D) NO CANADA LANDS BACK-IN

## **CANADA LANDS**

- **ELIMINATE PIPS WITH APPROPRIATE GRANDFATHERING OF PAST EXPLORATION AGREEMENTS**
- **NO BASE ROYALTY**
- **APPLY A RESOURCE TAX BASED ON CANADA LANDS OIL AND GAS ONLY**
- **MAINTAIN 50% CANADIAN CONTROLLED WORKING INTEREST AND REQUIREMENT FOR PRODUCTION LICENCE. LOWER WORKING INTEREST BY MINISTERIAL DISCRETION**
- **REMOVE 25% BACK-IN PROVISION**
- **CROWN CORPORATIONS OPERATE UNDER SAME RULES AS PRIVATE COMPANIES**

# **CANADA LANDS OIL AND GAS RESOURCE TAX**

---

## **BASE**

**POOLED REVENUES AND EXPENSES ON CANADA  
LANDS ONLY FOR OIL AND GAS**

## **TAX**

**$33\frac{1}{3}\% \times (\text{REVENUE LESS CAPITAL LESS  
OPERATING COST})$**

- **UNUSED CAPITAL POOLS WOULD CARRY AN  
ALLOWANCE FOR COST OF CAPITAL UNTIL  
CLAIMED**



## **CANADA LANDS OIL AND GAS INCOME TAX**

---

- **RESOURCE TAX FULLY DEDUCTIBLE**
- **INVESTOR WOULD HAVE THE OPTION OF "PUTTING" CURRENT TAX POOLS BACK TO THE GOVERNMENT AND RECEIVING A CASH REBATE FOR THE VALUE OF THOSE POOLS TO A CURRENTLY TAXABLE COMPANY**
- **CANADA LANDS EXPENDITURES QUALIFY FOR AN INVESTMENT TAX CREDIT**
- **THE DIFFERENCES, IF ANY, BETWEEN THIS "PUT" AND THE VALUE OF THE TAX POOL TO A CURRENTLY TAXABLE COMPANY WOULD BE ADDED TO THE CAPITAL POOL FOR RESOURCE TAX PURPOSES**

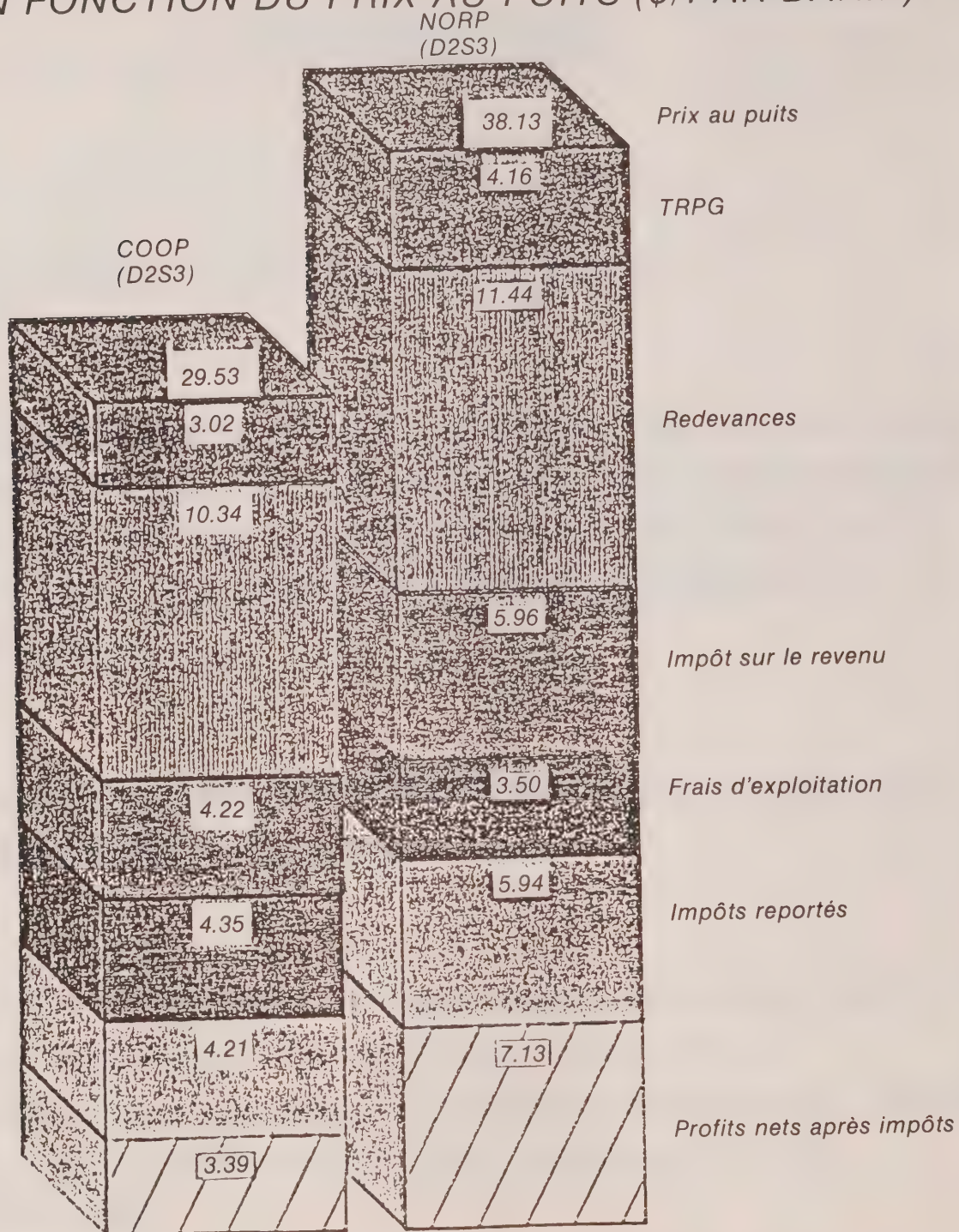


INDEPENDENT PETROLEUM  
ASSOCIATION OF CANADA  
700 - 707 - 7 AVENUE S.W.  
CALGARY, ALBERTA T2P 0Z2  
(403) 290-1530

ANALYSE IPAC DE LA RÉPARTITION  
DES REVENUS PROVENANT DU  
PÉTROLE BRUT ET DU GAZ NATUREL

le 5 juin 1984

# **PARTAGE DES REVENUS TIRÉS DU PÉTROLE BRUT EN FONCTION DU PRIX AU PUITS (\$/PAR BARIL)**

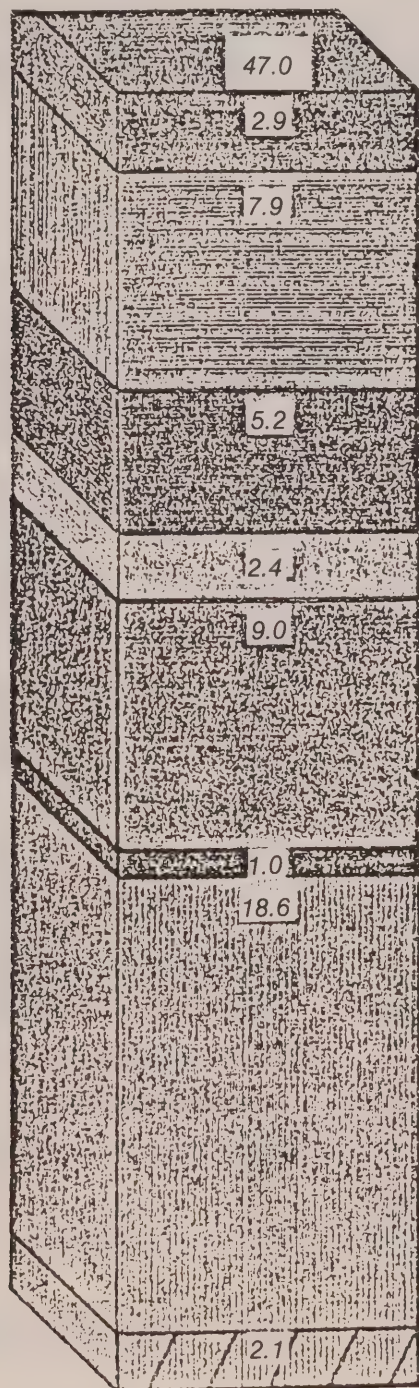




## RÉPARTITION DES REVENUS PROVENANT DE LA VENTE D'UN LITRE D'ESSENCE

(calcul fondé sur le prix au détail de \$0.47 le litre en Ontario)

\$74.68 / baril



Profit du détaillant

Taxe de vente provinciale

Taxes fédérales «en aval»  
(Taxe de vente, taxe d'accise, RSC)

Prélèvement d'indemnisation pétrolière

Coût du raffinage  
Mise en marché et distribution

Tarif sur les pipelines

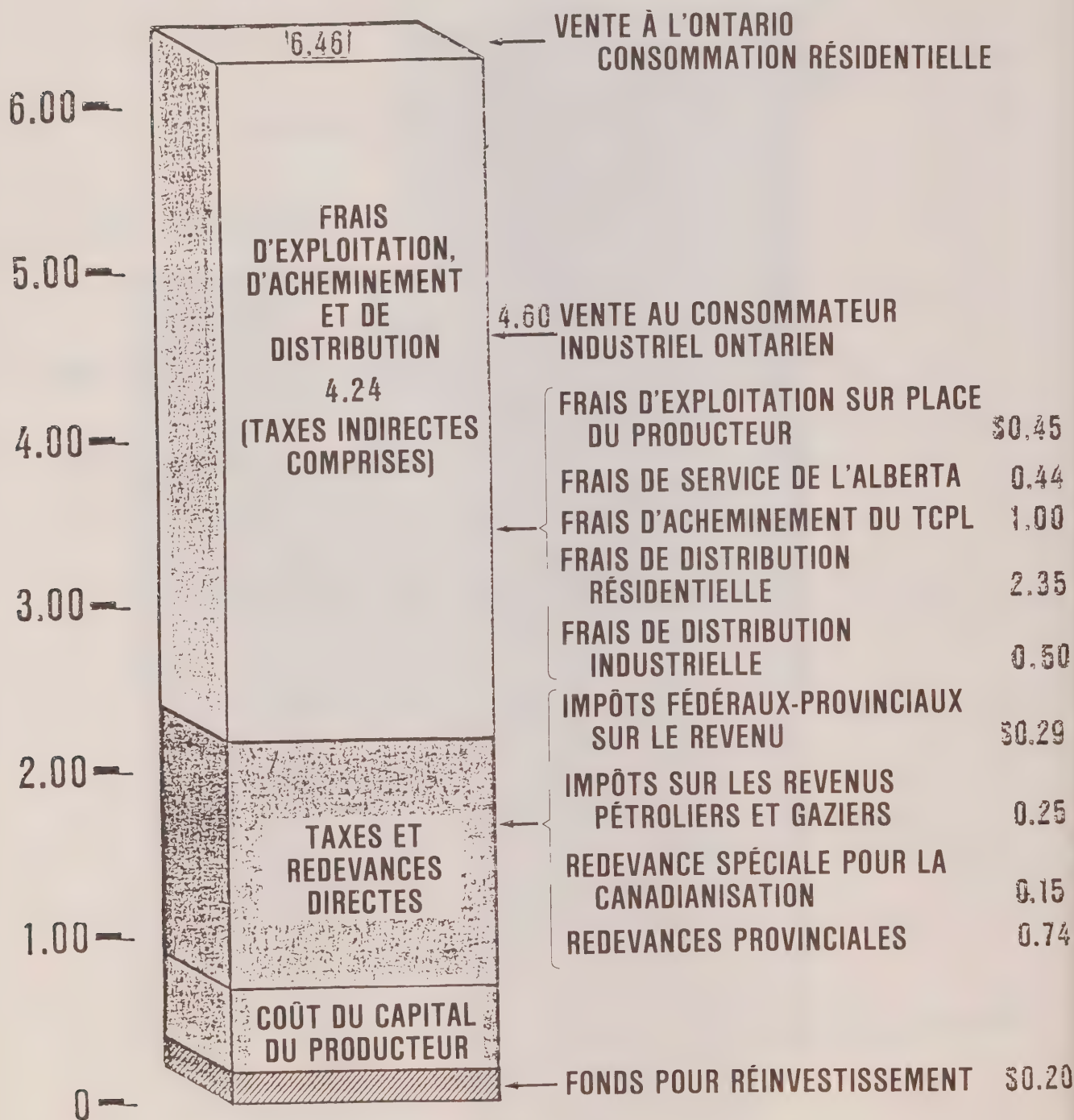
Coût du pétrole brut

\$29.53 / baril

\$3.39 / baril

Profits après impôts

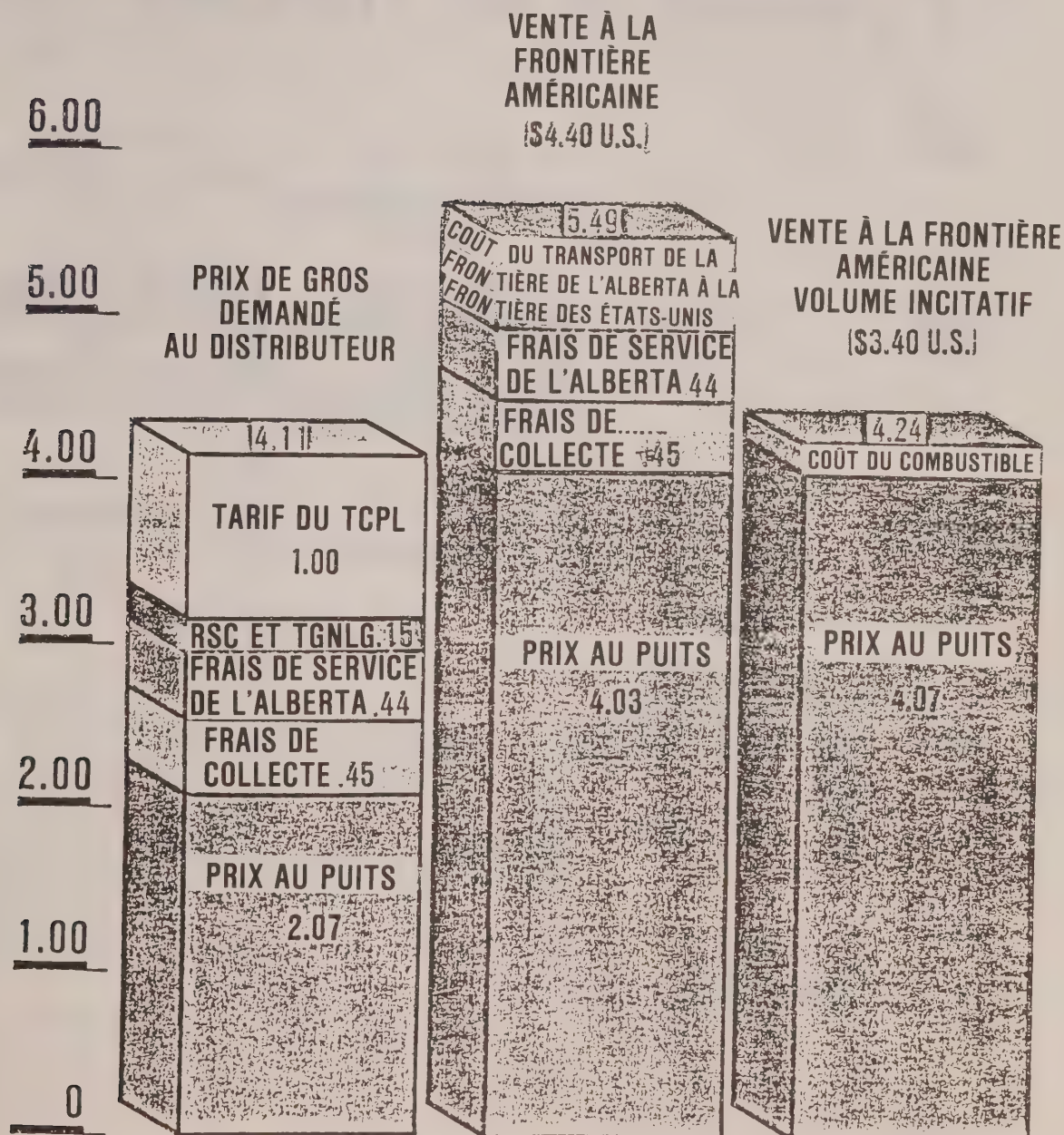
# RÉPARTITION DES REVENUS PROVENANT DES VENTES DE GAZ NATUREL SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR



ESTIMATION AU 1<sup>er</sup> FÉVRIER 1984



# PRIX AU PUITS DU GAZ DE L'ALBERTA VENDU EN ONTARIO ET AUX ÉTATS-UNIS

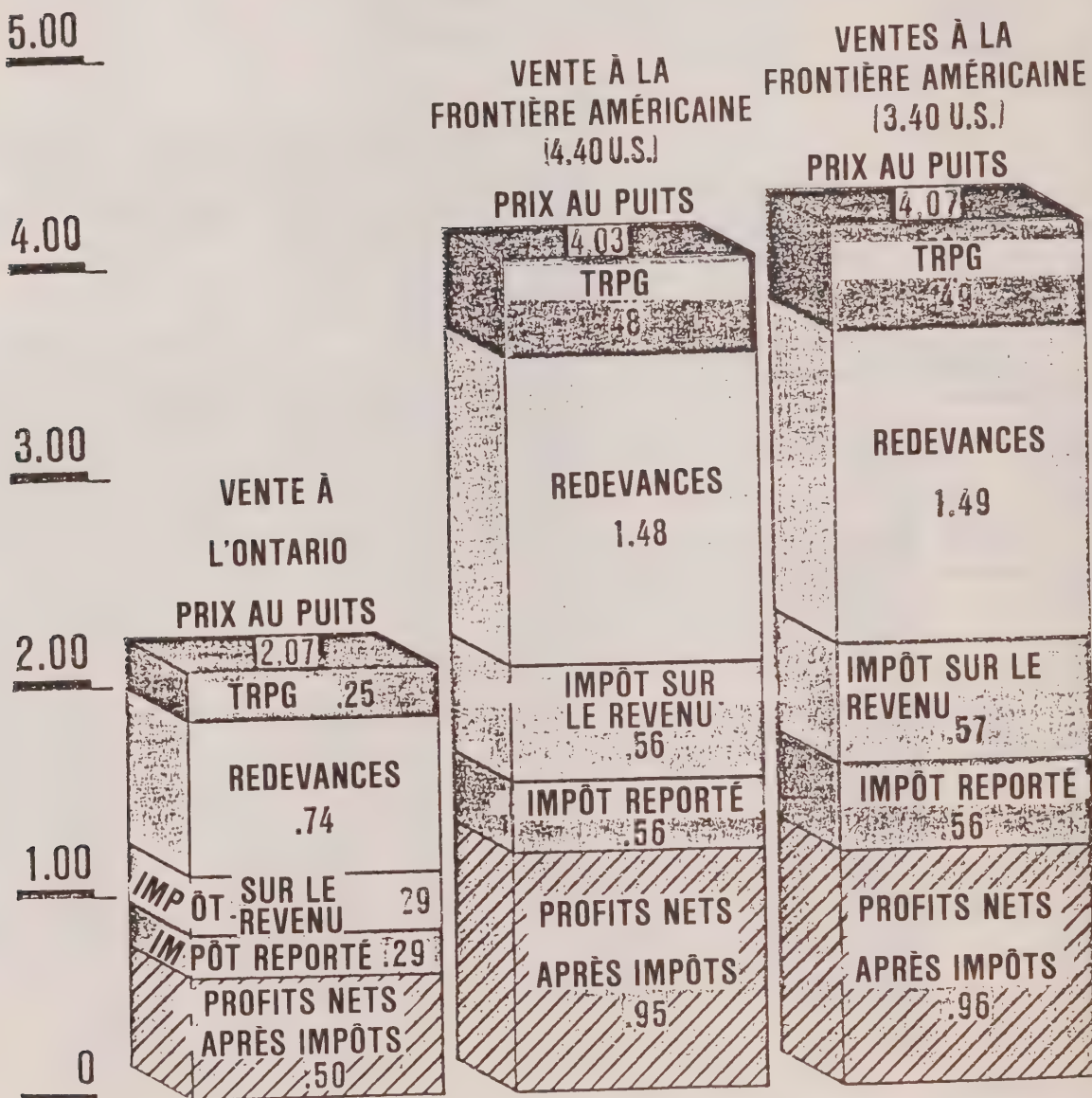


.802 (U.S.) = \$1.00 CDN.

ESTIMATION AU 1<sup>ER</sup> FÉVRIER 1984



# PROFITS NETS APRÈS IMPÔTS PROVENANT DE LA VENTE DU GAZ DE L'ALBERTA À L'ONTARIO ET AUX ÉTATS-UNIS



ESTIMATION AU 1<sup>ER</sup> FÉVRIER 1984



INDEPENDENT PETROLEUM  
ASSOCIATION OF CANADA  
700 - 707 - 7 AVENUE S.W.  
CALGARY, ALBERTA T2P 0Z2  
(403) 290-1530

ANALYSE SUPPLÉMENTAIRE CONSÉCUTIVE  
AU DOCUMENT DE TRAVAIL  
EXPOSANT LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE  
DE L'IPAC

le 5 juin 1984

# **NIVEAUX DES REDEVANCES ET DES IMPÔTS**

**1. REDEVANCES DE BASE**

**2. TAXE SUR LES RESSOURCES**

**3. IMPÔT SUR LE REVENU**



# **REDEVANCE DE BASE**

## **VIEUX PÉTROLE ET GAZ**

- **SUPPRIMER L'INDEXATION**
- **FIXER LES REDEVANCES SELON LES PRIX ACTUELS**

## **NOUVEAUX PÉTROLE ET GAZ**

- **RÉDUIRE À 20 p. 100 QUAND IL S'AGIT DE PRODUCTIVITÉ ÉLEVÉE TOUT EN MAINTENANT DES CARACTÉRISTIQUES QUI TIENNENT COMPTE DES TAUX.**
- **DÉFINITION ACTUELLE DU NOUVEAU PÉTROLE**
- **LE NOUVEAU GAZ EST DÉFINI COMME ÉTANT CELUI QUI N'ÉTAIT PAS EN PRODUCTION EN 1974 OU AVANT**

# PRÉLÈVEMENT RELATIF À LA RESSOURCE

- CALCUL

TAUX DU PRÉLÈVEMENT RELATIF À LA RESSOURCE MULTIPLIÉ PAR

LES RECETTES DE LA RESSOURCE *moins* LA REDEVANCE DE BASE *moins* LES FRAIS D'EXPLOITATION *moins* LE CAPITAL.

- LA DÉDUCTION DE CAPITAL EST LIMITÉE DANS UNE ANNÉE DONNÉE DE MANIÈRE QUE LE PRÉLÈVEMENT RELATIF À LA RESSOURCE PUISSE ÊTRE RÉDUIT DE PLUS DE 50 p. 100 DE CE QUI SERAIT AUTREMENT PAYABLE.
- LE PRÉLÈVEMENT S'APPLIQUE SUR UNE BASE COMMERCIALE
- DISTINCT SELON LES PROVINCES ET ADMINISTRÉ PAR LE GOUVERNEMENT PROVINCIAL

# IMPÔT SUR LE REVENU

- **LE PRÉLÈVEMENT VERSÉ SERAIT PLEINEMENT DÉDUCTIBLE DANS LE CALCUL DU REVENU IMPOSABLE**
- **25 p. 100 DE L'INDEMNITÉ RELATIVE À LA RESSOURCE SERAIT MAINTENU. AINSI:**
  - **UNE PARTIE DE LA REDEVANCE DE BASE RELATIVE AU VIEUX PÉTROLE SERAIT DÉDUCTIBLE**
  - **LA REDEVANCE DE BASE RELATIVE AU NOUVEAU PÉTROLE SERAIT DÉDUCTIBLE**



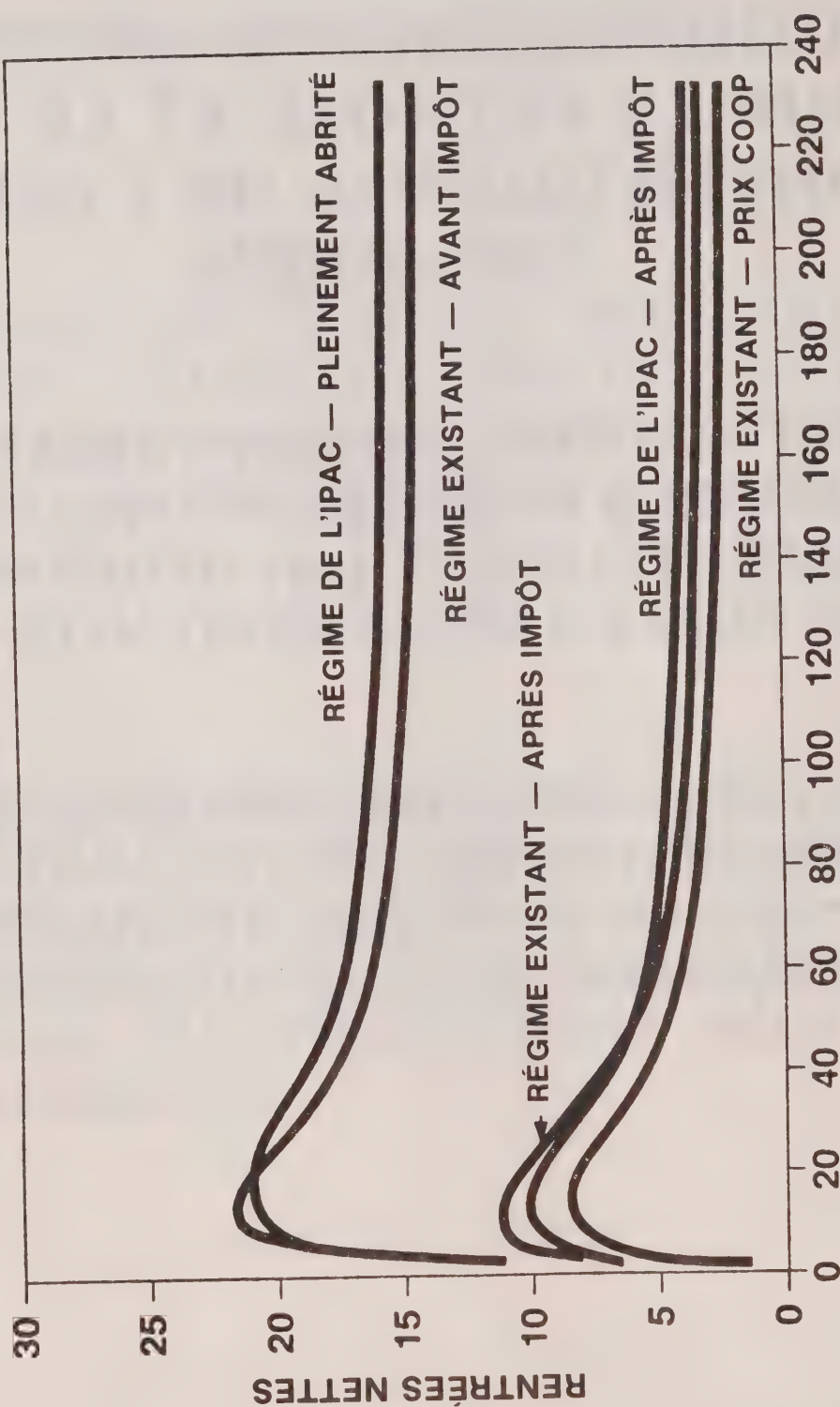
## AUTRES TAXES

- A L'ÉGARD DU PÉTROLE BRUT, DU GAZ NATUREL ET DES LIQUIDES DE GAZ, IL N'Y AURAIT AUCUNE TAXE FÉDÉRALE COMME LA TRPG, LA RSC, LA TRPS ET LA TGNLG.
- LA QUESTION DU PARTAGE DES RECETTES ENTRE LES GOUVERNEMENTS PROVINCIAUX ET FÉDÉRAL SERAIT NÉGOCIÉE ET POURRAIT ENTRAÎNER UN PARTAGE DU PRÉLÈVEMENT RELATIF À LA RESSOURCE.

# **ENCOURAGEMENTS SPÉCIAUX POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ CONVENTIONNEL DE L'OUEST CANADIEN**

- **CRÉDIT DE PRÉLÈVEMENT RELATIF À LA RESSOURCE POUR LES PETITS PROSPECTEURS ET (ou) REDEVANCE DE BASE ÉGALE à CELLE EXISTANTE**
- **D'AUTRES INITIATIVES SPÉCIALES POURRAIENT ÊTRE PRISES SOUS FORME DE CRÉDITS SUPPLÉMENTAIRES D'UN PRÉLÈVEMENT RELATIF À LA RESSOURCE.**

# RENTRÉES NETTES COMPARAISON ENTRE LA PROPOSITION DE L'IPAC ET LE RÉGIME ACTUEL VIEUX PÉTROLE



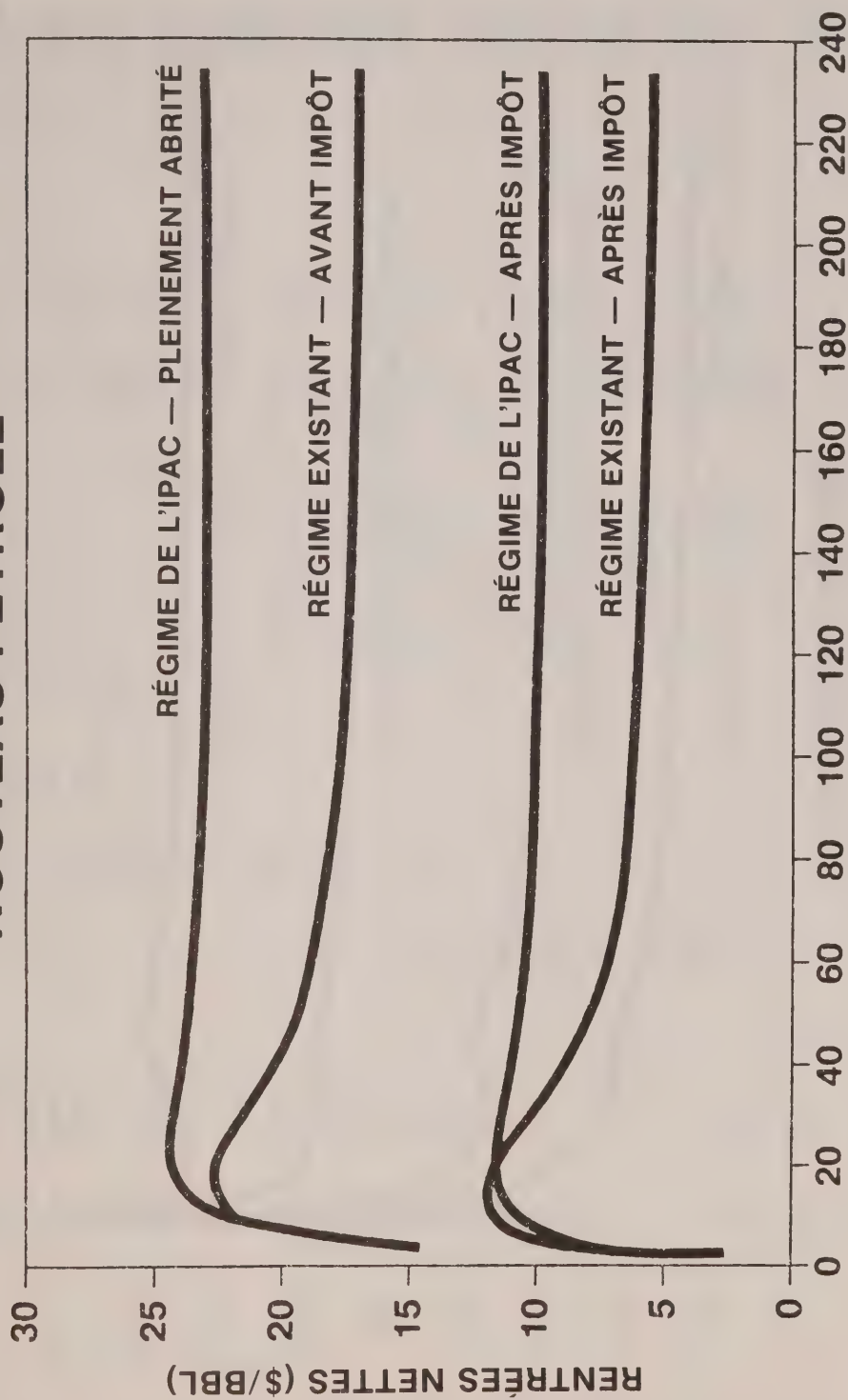
TAUX DE PRODUCTION (BOPD)

HYPOTHÈSE: NORP = \$36.00 COOP = \$29.60

FRAIS D'EXPLOITATION: \$2000/PUITS/MOIS PLUS \$2.45/BARIL



# RENTRÉES NETTES COMPARAISON ENTRE LA PROPOSITION DE L'IPAC ET LE RÉGIME ACTUEL NOUVEAU PÉTROLE

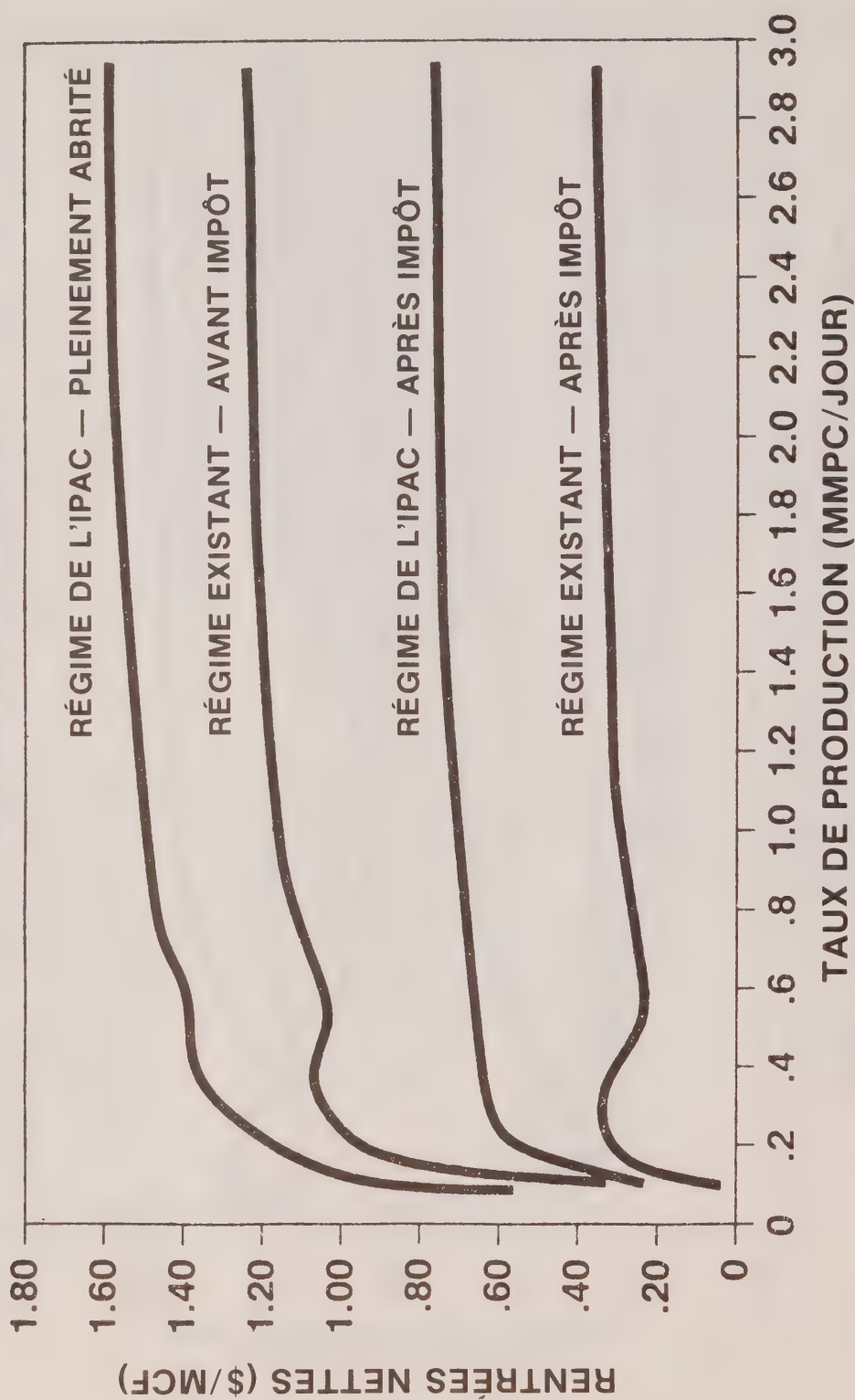


TAUX DE PRODUCTION (BOPD)

HYPOTHÈSE: NORP = \$36.50

FRAIS D'EXPLOITATION: \$2000/PUITS/MOIS PLUS \$2.45/BARIL

# RENTRÉES NETTES COMPARAISON ENTRE LA PROPOSITION DE L'IPAC ET LE RÉGIME ACTUEL NOUVEAU GAZ



HYPOTHÈSE: PRIX DU GAZ = \$3.00/MPC

FRAIS D'EXPLOITATION: \$5000/PUITS/MOIS PLUS \$.40/MPC

# HYPOTHÈSES GÉNÉRALES

## PRIX:

|             |   |
|-------------|---|
| 1984 — 1985 | AUCUN CHANGEMENT  |
| 1986 — 1989 | HAUSSE CONFORME À<br>L'INFLATION                        |
| 1990 —      | HAUSSE DE 2 p. 100<br>SUPÉRIEURE AU TAUX<br>D'INFLATION |

## INFLATION

|             |                    |
|-------------|--------------------|
| 1984 — 1986 | 6 p. 100           |
| 1987 —      | 7 p. 100 PAR ANNÉE |

TAUX D'IMPÔT FÉDÉRAL: 36 p. 100

TAUX D'IMPÔT PROVINCIAL: 11 p. 100

## RÉGIME EXISTANT:

(A) SUBVENTION DU PEP — CONTINUATION  
À JAMAIS



- (B) TRPG — 16 p. 100 DU REVENU  
D'EXPLOITATION APRÈS ALLOCATION DE  
25 p. 100 RELATIVE À LA RESSOURCE.**

## **RÉGIME DE L'IPAC**

- (A) PAS DE SUBVENTION DANS LE CADRE DU  
PEP**
- (B) PAS DE TRPG À PAYER**
- (C) PRÉLÈVEMENT RELATIF À LA RESSOURCE  
DE 30 p. 100 (DÉDUCTIBLE D'IMPÔT)**
- (D) AUCUNE PART RÉSERVÉE À LA  
COURONNE LORSQU'IL S'AGIT DE TERRES  
DU CANADA.**

# TERRES DU CANADA

- **ÉLIMINER LE PEP ET RESPECTER COMME IL SE DOIT LES ACCORDS DE PROSPECTION PASSÉS.**
- **AUCUNE REDEVANCE DE BASE.**
- **IMPOSER UNE TAXE SUR LA RESSOURCE BASÉE SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ DES TERRES DU CANADA SEULEMENT.**
- **MAINTENIR À 50 p. 100 LE TAUX DE PARTICIPATION CANADIENNE REQUIS POUR POUVOIR OBTENIR UN PERMIS DE PRODUCTION, UN TAUX MOINDRE POUVANT ÊTRE ACCEPTÉ, À LA DISCRÉTION DU MINISTRE.**
- **SUPPRIMER LA PART DE 25 p. 100 RÉSERVÉE À LA COURONNE.**
- **QUE LES SOCIÉTÉS DE LA COURONNE FONCTIONNENT SELON LES MÊMES RÈGLES QUE LES SOCIÉTÉS PRIVÉES.**

# **TAXE SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ DES TERRES DU CANADA**

## **BASE**

**MISE EN COMMUN DES RECETTES ET DES DÉPENSES RELATIVES AUX TERRES DU CANADA SEULEMENT POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ.**

## **TAXE**

**33 1/3 p. 100 X (RECETTES, MOINS CAPITAL, MOINS FRAIS D'EXPLOITATION)**

- **LES POOLS DE CAPITALS INUTILISÉS DONNERAIENT DROIT À UNE INDEMNITÉ POUR LE COÛT DES CAPITALS, JUSQU'À CE QU'ILS SOIENT RÉCLAMÉS.**



# **TAXE SUR LES RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DES TERRES DU CANADA**

- **TAXE SUR LA RESSOURCE PLEINEMENT DÉDUCTIBLE.**
- **L'INVESTISSEUR POURRAIT «REMETTRE» LES POOLS FISCAUX ACTUELS AU GOUVERNEMENT ET RECEVOIR UNE ESCOMPTE POUR LA VALEUR DE CES POOLS POUR UNE SOCIÉTÉ ACTUELLEMENT IMPOSABLE.**
- **LES DÉPENSES RELATIVES AUX TERRES DU CANADA DONNERAIENT DROIT À UN CRÉDIT FISCAL À L'INVESTISSEMENT.**
- **LES DIFFÉRENCES ENTRE CETTE «REMISE» ET LA VALEUR DU POOL FISCAL POUR UNE SOCIÉTÉ ACTUELLEMENT IMPOSABLE SERAIENT AJOUTÉES AUX POOLS DE CAPITAUX AUX FINS DE LA TAXE SUR LA RESSOURCE.**



















*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,  
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

---

## WITNESSES—TÉMOINS

### *From the Independent Petroleum Association of Canada:*

Mr. Gwyn Morgan, President;  
Mr. Art Price, Vice President;  
Mr. John A. Howard, Vice President;  
Mr. E. Richard E. Elenko, Vice President;  
Mr. John D. Hagg, Vice President;  
Mr. Joe R. Dundas, Past President;  
Mr. John D. Porter, Managing Director;  
Mr. Steve J. Haberl, Manager, Natural Gas;  
Mr. Jock S. Poyen, Manager, Economics;  
Mr. Frank G. Ricciuti, Member of the Board of Directors;  
Mr. Joe E. Horler, Manager, Crude Oil.

### *De la Independent Petroleum Association of Canada:*

M. Gwyn Morgan, président;  
M. Art Price, vice-président;  
M. John A. Howard, vice-président;  
M. E. Richard E. Elenko, vice-président;  
M. John D. Hagg, vice-président;  
M. Joe R. Dundas, ancien président;  
M. John D. Porter, directeur général;  
M. Steve J. Haberl, directeur, gaz naturel;  
M. Jock S. Poyen, directeur, économique;  
M. Frank G. Ricciuti, membre du Conseil d'administration;  
M. Joe E. Horler, directeur, pétrole brut.



Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

## SENATE OF CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

Wednesday, June 20, 1984

**Issue No. 14**

**Third Proceedings on:**

*Review of Marching to the Beat of the  
Same Drum: Transportation of  
Petroleum and Natural Gas North of 60°*

---

**FIRST REPORT  
OF THE COMMITTEE**

---

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

## SÉNAT DU CANADA

---

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

---

Le mercredi 20 juin 1984

**Fascicule n° 14**

**Troisième fascicule concernant:**

*L'Examen de Sur la même longueur d'onde:  
Le transport du pétrole et du gaz  
naturel au nord du 60° parallèle*

---

**PREMIER RAPPORT  
DU COMITÉ**

---

JUL 27 1984



STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| or Roblin   | or Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings  
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| ou Roblin   | ou Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 2, 1984:

"The Honourable Senator Hastings for the Honourable Senator Lucier moved, seconded by the Honourable Senator Bosa:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, entitled: "Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°", tabled in the Senate on 30th March, 1983, and to enquire into any matter related thereto;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada;

That the papers and evidence received and taken on the subject and the work accomplished during the First Session of the Thirty-second Parliament be referred to the Committee; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the purpose of consideration of legislation and other matters as may be referred to it.

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative."

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 2 février 1984:

«L'honorable sénateur Hastings, au nom de l'honorable sénateur Lucier, propose, appuyé par l'honorable sénateur Bosa,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à étudier les recommandations contenues dans le cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, intitulé: «Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle», déposé au Sénat le 30 mars 1983, ainsi que toute autre question y afférente;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la première session du trente-deuxième Parlement soient déferés au Comité;

Que le Comité soit autorisé à retenir les services des conseillers et du personnel technique, de bureau et autre dont il pourra avoir besoin pour étudier les mesures législatives et autres questions qui pourront lui être soumises.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JUNE 20, 1984  
(20)

[Text]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day *in camera* at 1:37 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Hastings, Kirby, Le Moynes and Roblin. (5)

*In attendance:* Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee; *From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Lynne C. Myers, Research Officer.

The Committee proceeded to consider its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840614-01 On motion of the Honourable Senator Adams, it was agreed,—That the meeting be held *in camera*.

RC840614-02 On motion of the Honourable Senator Roblin, it was agreed,—That Senator Hastings be authorized to travel in Canada on business relating to a review of the National Energy Program during the summer months.

The Committee then proceeded to consider matters related to a review of the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled: *Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, as authorized by the Senate on February 2, 1984.

RC840614-03 On motion of the Honourable Senator Le Moynes, it was agreed,—That the draft report as amended be adopted as the First Report of the Committee.

RC840614-04 On motion of the Honourable Senator Adams, it was agreed,—That the title of the report be "A Review of the Federal Government Response to the Recommendations Contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled: *Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*".

RC840614-05 On motion of the Honourable Senator Le Moynes, it was agreed,—That the Chairman be authorized to make any typographical or editorial changes as may be required.

RC840614-06 On motion of the Honourable Senator Kirby, it was agreed,—That the Report be tabled in the Senate in a photocopied version and printed as an appendix to the *Debates of the Senate* and *The Minutes of the Proceedings of the Senate*.

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 20 JUIN 1984  
(20)

[Traduction]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à huis clos à 13 h 37, sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Hastings, Kirby, Le Moynes et Roblin. (5)

*Aussi présents:* Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité; *De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* Lynn C. Myers, attachée de recherche.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, conformément à l'autorisation qu'il a reçue du Sénat le 23 février 1984.

RC840614-01 Sur motion de l'honorable sénateur Adams, il est décidé,—Que la réunion soit tenue à huis clos.

RC840614-02 Sur motion de l'honorable sénateur Roblin, il est décidé,—Que le sénateur Hastings soit autorisé à voyager au Canada pendant les mois d'été aux fins de l'étude du Programme énergétique national.

Le Comité entreprend ensuite l'examen des questions touchant l'étude des recommandations du Cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord intitulé: *Sur la même longueur d'onde: le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, conformément à l'autorisation qu'il a reçue du Sénat le 2 février 1984.

RC840614-03 Sur motion de l'honorable sénateur Le Moynes, il est décidé,—Que le projet de rapport tel que modifié soit adopté comme étant le Premier rapport du Comité.

RC840614-04 Sur motion de l'honorable sénateur Adams, il est décidé,—Que le titre du rapport soit «Étude de la réponse du gouvernement fédéral aux recommandations proposées dans le Cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord intitulé: *Sur la même longueur d'onde: le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*».

RC840614-05 Sur motion de l'honorable sénateur Le Moynes, il est décidé,—Que le président soit autorisé à y apporter, au besoin, toute modification typographique ou rédactionnelle.

RC840614-06 Sur motion de l'honorable sénateur Kirby, il est décidé,—Que le rapport soit déposé au Sénat sous forme de photocopie et imprimé en appendice aux *Débats du Sénat* et aux *Procès-verbaux du Sénat*.



At 2:02 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

A 14 h 02, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

**Report of the Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources on  
the Federal Government Response to the  
Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline:  
Marching to the Beat of the Same Drum**

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources has the honour to present its First Report, a review of the Federal Government response to the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled: Marching to the Beat of the Same Drum.

Pursuant to its Order of Reference of February 2, 1984, "that the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, tabled in the Senate on 30th March, 1983, and to enquire into any matter related thereto", the Committee met with the Minister and officials from the Department of the Environment (DOE), with officials from the Department of Indian Affairs and Northern Development (DIAND) and the Canadian Oil and Gas Lands Administration (COGLA), and the Chairman and officials of the National Energy Board (NEB).

**Response by Government Departments and Agencies**

According to the Federal Response to (the) Report of the Special Committee on the Northern Pipeline on Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°, "the Senate Committee has conducted a major assessment of the technical, environmental and social implications of alternate transportation proposals for the Arctic Region and government is most interested in its views and recommendations." Furthermore, the Committee "has identified many critical concerns and issues which government agrees must be addressed if northern hydrocarbon development is to proceed in an orderly and responsible manner."

Mr. G. Neil Faulkner, Assistant Deputy Minister, Northern Affairs Program, DIAND, pointed out that as a result of the report "a large number of activities are under way that respond directly or indirectly to measures which Honourable Senators have suggested."

The Honourable Charles Caccia, Minister of the Department of the Environment, concluded his presentation to the Standing Committee by saying: "I believe that members of this Committee can take some measure of satisfaction in having increased pressure both inside and outside government to build up those processes and services necessary for effective and efficient government regulation of northern hydrocarbon activity." This view was reinforced by the Chairman of the National Energy Board, Mr. C.G. Edge, who pointed out that the Committee's work and report have made a major contribution to the developing harmony between governments, regulators and industry.

The National Research Council of Canada was encouraged to note the Special Committee's emphasis on technical competence, operating and safety standards and the development of experimental technologies that strengthen Canada's position in the forefront of cold ocean technology.

The Status of Implementation as of May 1984 of the Special Committee's recommendations is appended to this report.

### The Regulatory Process

#### 1. Regulatory Review

During the course of the hearings which formed the basis for its report, Marching to the Beat of the Same Drum, the Special Committee recognized that the process of arriving at decisions on major development projects had evolved from simple Cabinet approval to a vast and complex array of departmental and regulatory procedures.

Among the recommendations made by the Committee to improve the regulatory process was that "... the regulatory processes and regulations of appropriate responsible agencies be reviewed to determine whether these fulfill the policy objectives for which they were intended and that obvious redundancies be eliminated."

This recommendation provided the momentum for the proposed Northern Regulatory Review. "The objective of the Northern Regulatory Review is to identify gaps, overlaps and bottlenecks with a view to streamlining and possibly simplifying government processes that bear upon economic development and effective environmental and resource management in the north" (Federal Response). At present, the review is in the form of a proposal to come before cabinet. Preparatory work for it is progressing and the review will require up to eighteen months beyond approval to complete.

The National Energy Board, for its part, is conducting a massive overhaul of its regulations and information requirements to simplify, clarify and otherwise streamline these provisions to the greatest extent possible. It is the view of the Board that the Committee has succeeded in increasing pressure to delete certain regulatory requirements, minimize duplication and foster co-ordination amongst governments, regulators and industry. Furthermore, the Board will be collaborating with DIAND on the Northern Regulatory Review.

The NEB reported that a great deal of progress has been made with respect to the Committee's recommendation for a rationalization of the regulatory process. The Board has some twenty-five review projects underway, many of which will be finalized by year-end 1984.

Responding to the Special Committee's report, the Board outlined further improvements to the regulatory process. Three measures being employed to expedite the regulatory process are: pre-hearing conferences, meetings between the NEB staff and prospective applicants and finally, phased hearings.



The NEB pointed to increased co-ordination in its dealings with COGLA as a clear example of reduction in regulation. The Board and COGLA recently reached an agreement in principle to establish identical technical regulations with respect to offshore pipelines where both are involved.

## 2. Northern Policy and Planning

The Special Committee concluded that the Federal Government had in place elements of a policy framework for northern hydrocarbon development. This policy framework should provide the basis for evaluating the relevancy of the existing assessment process.

The policy objectives however, required further delineation by the Federal Government and consequently, the Committee recommended **"That the Senior Policy Committee on Northern Resource Development Projects fulfill the function of promoting interdepartmental discussion of northern development policy outside matters relating to the Canada Oil and Gas Act. Based on these discussions, it should forward policy recommendations to appropriate Ministers for action."**

According to the Federal Response, "Government is moving quickly to develop policies and planning necessary to round out the policy picture." The Senior Policy Committee, chaired by the Assistant Deputy Minister, Northern Affairs, DIAND, includes Assistant Deputy Ministers from the Departments of Energy, Mines and Resources, the Environment, Fisheries and Oceans, Transport, Regional Industrial Expansion, the Canada Employment and Immigration Commission, the Deputy Commissioner of the Government of the Northwest Territories and the Deputy Minister of Intergovernmental Relations, Government of the Yukon Territory. It has become more active in promoting the interdepartmental discussion and deliberation required to harmonize government policies and programs. This interdepartmental committee was also used in co-ordinating and reaching a consensus on the response of the Federal Government to the Special Committee's report. This exercise is a concrete illustration of the kind of interdepartmental discussion on northern development recommended by the Special Committee.

## 3. Approval-in-Principle

The Special Committee recommended **"That Cabinet may introduce approval-in-principle decisions for major energy projects once the nature of the information to be provided has been established."** This recommendation addressed the problem facing proponents of major projects who must absorb the cost of undertaking a mass of technical work before having a clear idea of whether the investment fits the priorities of the Federal Government.

The Northern Regulatory Review will include a thorough assessment of the approval-in-principle concept.

Although the NEB believes that approval-in-principle could create certain difficulties, it does concede that there is a problem for industry. To remedy this problem the Board proposes an Early Hearing Process which, by various means, could give industry an advance indication regarding its development proposals.

#### 4. Use of Existing Information

The Committee further recognized that, particularly in the environmental dimension, several assessment processes overlap. It concluded that it should be possible to rely much more on existing information and to treat each review process as a segment of the whole regulatory regime to avoid repetition. The Special Committee therefore recommended **"That certain review procedures should only come into play when the subject matter has not been evaluated in another forum or when public interest considerations warrant. Use of existing information should be emphasized."**

Progress is being made to reduce duplication and to increase co-ordination between agencies, particularly with regard to the interface between the Environmental Assessment and Review Process (EARP) and the NEB.

The NEB welcomes the filing of an EARP Panel report at its hearings, when such a report is available; in this way, the Board can make its decisions on the basis of the fullest possible information at hand. This use of existing information by the Board reduces unnecessary duplication and expedites the regulatory process.

DIAND is in the process of establishing, within its recently created Project Development Division, a Regulation and Assessment of Major Projects Process (RAMP) which will endeavour to minimize impediments to evaluating resource projects. The RAMP mechanism should also reduce overlap or duplication in the review and implementation of hydrocarbon projects.

#### 5. Federal Co-ordinator

In the view of the Committee, the complexity of the decision-making process was increasing and, therefore, warranted a federal official acting in the capacity of federal co-ordinator/expeditor to assist project sponsors in meeting regulatory requirements. The Committee therefore recommended **"That the appointment of a federal co-ordinator to each major project, responsible to a designated Minister, be tried on a pilot basis to test its suitability. After a designated period of time has passed, the mechanism should be reviewed and a decision made on its suitability."**

Three co-ordinators were appointed to the \$1.1 billion Norman Wells oil field expansion and pipeline project. The overall co-ordinator is from DIAND; these efforts are supported by the work of co-ordinators representing the NEB and the Government of the Northwest Territories. The use of co-ordinators at Norman Wells is a pilot project which is being carefully monitored and evaluated to determine both its effectiveness and its possible application to major resource developments in the future.

DIAND's Project Development Division is a further effort on the part of the Federal Government to co-ordinate and facilitate the development of major projects.

Another initiative along the lines of the Committee's recommendation is the establishment in Inuvik of the Mackenzie Delta/Beaufort Sea Co-ordinating Office. It will provide a means of focussing the government response to regional and community concerns.



## The Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP)

Many of the Special Committee's recommendations have been implemented through the revised \$130 million, seven-year Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP).

### 1. Northern Hydrocarbon Development

The Committee believed that northern development policy and planning needed to be fleshed out more fully, so that the Federal Government would be properly prepared for hydrocarbon development in the North. Hence, the first recommendation of the Committee was **"That Federal Government policy and planning related to such matters as northern energy, land use, environmental management, manpower training and infrastructure development be formulated early in 1983."** One of the major concerns of NOGAP is to address planning and research activities to achieve this state of readiness.

The Northern Oil and Gas Action Program is the cornerstone of the Federal Government's northern hydrocarbon development strategy. It is a conscious effort to be fully prepared for northern hydrocarbon development, rather than merely reacting to such development.

### 2. Monitoring in the Beaufort Sea Region

The Committee recognized that industry is searching for answers to many of the technical problems in its efforts to arrive at safe and economic means of producing hydrocarbons in the Beaufort Sea Region. Nonetheless, the onus is on the Federal Government to anticipate safety requirements and devise clear reporting and regulatory procedures to ensure that the impact of these technologies is beneficial. If the Federal Government is to anticipate problems associated with the introduction of new technologies, then its expertise must match that of industry.

The Committee recommended **"That the activities and techniques of each phase of the incremental development proposal for the Beaufort Sea Region be carefully monitored by the responsible Federal Government agency for technical competence and suitability for year-round operation."**

NOGAP responds to this recommendation with several initiatives. These include the development of a socio-economic monitoring system with physical and environmental monitoring and the identification of environmental guidelines and of an evaluation monitoring methodology. These initiatives are part of the Regulation and Assessment of Major Projects (RAMP) mechanism of DIAND's Project Development Division.

### 3. Cold Ocean Technology

The Committee noted that new technologies suited to arctic conditions offer an unprecedented opportunity to augment Canadian industrial capacity, and that improving state-of-the-art technology would both maximize the efficiency of operations carried out in Canada and provide the opportunity for Canada to compete around the world. Mindful of the need to sustain the present momentum resulting from advances by both government and industry in Canadian



technological capacity, the Committee recommended **"That high priority be given by government and industry to financial and research initiatives for the development of experimental technologies that may advance Canada's position in the forefront of cold ocean technology."**

The Standing Committee is pleased to learn that a National Research Council Institute for Cold Regions Research will be established in Edmonton at a cost of \$13 million. It will have an annual operating budget of \$7.2 million. The Institute, which will be fully operational by 1988, should become a world centre for northern engineering studies.

The Federal Government's response to this recommendation is further evidenced by the substantial amount of money from the energy research and development fund which is presently being spent in this area. Moreover, additional funds, drawn from NOGAP, will be directed towards research initiatives for the development of experimental technologies.

#### 4. Support Systems

NOGAP also responds to the Committee's recommendation **"That all support systems in relation to such marine services as ice monitoring, weather forecasting, navigation, search and rescue and marine escort which are necessary to ensure the reliability and the safety of production and transportation systems be in place before production commences."** NOGAP studies will assess the geological, hydrological and climatological characteristics in areas where major hydrocarbon developments are planned. Examples of other studies include coastal zone dynamics and ice formation, seabed conditions and seabed geological hazards.

#### 5. Year-round Arctic Response Capability

The Committee was sympathetic to the difficulties with which the Canadian Coast Guard, Canada's principal marine presence, is faced in committing its meagre financial and personnel resources in support of year-round marine services in arctic waters. Its surveillance role requires that it respond to pollution emergencies and, furthermore, that it carry out its support function in search and rescue operations and marine distress incidents. The Committee therefore recommended **"That, in order to upgrade the Federal Government's year-round arctic response capability, the Canadian Coast Guard be provided with adequate financial and personnel resources to conduct R and D, to supply marine support services and to meet emergencies."**

Again, NOGAP will provide additional funding, -- this time for the Canadian Coast Guard -- which will be used for studying transportation management, assessment and development of arctic navigation systems and for assessing search and rescue systems.

The Standing Committee is gratified to learn that a contract has been signed for the construction of a \$91.3 million Type 1200 icebreaker which will contribute to updating the Canadian Coast Guard fleet. This vessel will carry state-of-the-art navigation and communications equipment to aid in providing icebreaking support to shipping both during the summer in the Canadian Arctic and during the winter, primarily in the Gulf of St. Lawrence and Newfoundland areas.

## 6. Transport of Hydrocarbons

In considering alternate transportation systems proposed by industry, the Committee agreed that under certain conditions both pipeline and tanker systems are technically and environmentally feasible for the transport of hydrocarbons from the Arctic. Of these two transportation modes, the Committee considered that beginning with tanker transport was preferable for several reasons; it therefore recommended **"That transport of hydrocarbons from the arctic region commence by tanker on a small scale and that consideration be given to various combinations of tanker and/or pipeline systems as other factors warrant."**

A decision on the preferred mode of transport has not yet been made and NOGAP will focus federal planning and research on these two alternatives.

## Land Claims

The Special Committee recommended **"That the federal government give high priority to settling land claims and resolving issues relating to constitutional evolution."**

We are gratified by the recent progress made in resolving native land claims.

## Environmental Management and Regional Planning

The Committee's first recommendation included a call for the formulation of policy and planning with respect to land use and environmental management. A subsequent recommendation, **"That the Federal Government expedite the regional planning process and that the Department of Indian Affairs and Northern Development inaugurate a planning mechanism to allow participatory regional planning to proceed effectively"**, complemented the first and incorporated the Committee's position on regional planning.

These recommendations resulted in the creation of the Northern Land Use Planning Program (NLUP). The purpose of the NLUP Program is to develop a consensus on the type of development and land-use planning that ought to occur in the different regions of the North. DIAND is responsible for the program and, through consultation and planning with other departments and the territorial governments, will seek agreement as to the nature of the major activities that should take place within a given region. A central feature of the program is that it will establish a framework for local and regional development, and provide northerners with a direct voice in determining the best use for land resources.

According to the Minister of the Environment, proposed conservation areas of concern to his department will be integrated into the program.

The NLUP Program will be inaugurated in 1984. At present, some sixteen areas have been identified in the North for land-use planning. Funds have been allotted to the Program and a consultative process between governments and residents of the North is in place.

### Conclusion

The report of the Special Committee, Marching to the Beat of the Same Drum, clearly provided the momentum for at least three Federal Government programs: the Northern Regulatory Review, the revised Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP) and the Northern Land Use Planning Program (NLUP).

The foremost result of the report was to stimulate dialogue among the interested parties in northern hydrocarbon development. Mr. Edge recognized this when he said: "Thanks in part to your contribution, the Board believes that governments, regulators and industry are indeed beginning to march to the beat of the same drum."

The Government of the Northwest Territories is represented on the Senior Policy Committee and generally supports the Federal Government response.

In correspondence with the Committee, representatives of industry endorse the recommendations of the Special Committee and consider that it is now largely a matter of the recommendations being implemented by the appropriate bodies.

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources will accept the invitation of the Minister of the Environment to "continue its scrutiny over the next few years to ensure that northern hydrocarbon development contributes to a pattern of northern development that will be remarkable for what northerners and Canadians as a whole have gained, not lost."



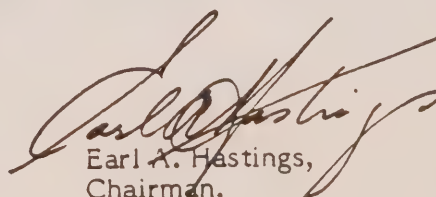
### Status of Implementation of Recommendations

| Recommendation<br>March 1983   | Status<br>May 1984  |
|--|---|
| 1. That Federal Government policy and planning relating to such matters as northern energy, land use, environmental management, manpower training and infrastructure development be formulated early in 1983.  | Accepted; being implemented through government programs such as NOGAP and NLUP  |
| 2. That the Federal Government give high priority to settling land claims and resolving issues relating to constitutional evolution.   | Accepted  |
| 3. That the activities and techniques in each phase of the incremental development proposal for the Beaufort Sea Region be carefully monitored by the responsible Federal Government agency for technical competence and suitability for year-round operation.   | Accepted  |
| 4. That operating and safety standards relating to production and transportation call for an appropriate level of personnel training and experience under arctic conditions.   | Accepted; a comprehensive review by COGLA resulted in revised safety guidelines dealing with various areas under its jurisdiction |
| 5. That high priority be given by government and industry to financial and research initiatives for the development of experimental technologies that advance Canada's position in the forefront of cold ocean technology.   | Accepted  |
| 6. That the Federal Government expedite the regional planning process and that the Department of Indian Affairs and Northern Development inaugurate a planning mechanism to allow participatory regional planning to proceed effectively.  | Accepted; being implemented through NLUP  |
| 7. That all support systems in relation to such marine services as ice monitoring, weather forecasting, navigation, search and rescue and marine escort which are necessary to ensure the reliability and the safety of production and transportation systems be in place before production commences. | Accepted  |

| Recommendation<br>March 1983  | Status<br>May 1984  |
|---|---|
| 8. That, in order to upgrade the Federal Government's year-round arctic response capability, the Canadian Coast Guard be provided with adequate financial and personnel resources to conduct R and D, to supply marine support services and to meet emergencies.  | Accepted; some funding provided from NOGAP  |
| 9. That transport of hydrocarbons from the arctic region commence by tanker on a small scale and that consideration be given to various combinations of tanker and/or pipeline systems as other factors warrant.  | Not accepted; recommendation considered premature   |
| 10. That the Federal Government adopt a stronger lead role in co-ordinating and monitoring the efforts of the project sponsors, the manufacturing sector and labour in the formulation and implementation of an industrial strategy to ensure maximum Canadian participation in major projects such as Beaufort Sea Region development. | Accepted  |
| 11. That immediate consideration be given to developing a Canadian large-vessel shipyard capability to supply not only all vessel requirements for arctic development but also to compete for similar undertakings abroad.  | Not accepted  |
| 12. That the National Industrial Training Program be expanded to ensure that northern residents receive the necessary training for participation in northern resource development projects.   | Accepted; funding increased by \$4.2 million for the Norman Wells Project in 1983-84; for 1984-85 \$2.6 million is being sought |
| 13. That the timing of development and supply requirements be structured to enable northern business to participate in Beaufort Sea Region development with its resulting economic benefits.  | Accepted; will be implemented through Northern Benefits Committees and Economic Development Agreements                          |
| 14. That a designated portion of resource revenues accruing from hydrocarbon development be channelled into a form of heritage fund to provide an economic cushion and serve as a source of funds suitable for investment to promote a more diversified economic base.  | Not accepted, recommendation under study  |

| Recommendation<br>March 1983   | Status<br>May 1984  |
|--|---|
| 15. That there be increased Federal Government funding of social programs to aid in infrastructure development and to offset potentially adverse impacts.  | Accepted  |
| 16. That once the policy framework is in place, the regulatory processes and regulations of appropriate responsible agencies be reviewed to determine whether these fulfill the policy objectives for which they were intended and obvious redundancies be eliminated.   | Accepted; implementation through the NEB Review and the proposed Northern Regulatory Review |
| 17. That the Senior Policy Committee on Northern Resource Development Projects fulfill the function of promoting interdepartmental discussion of northern development policy outside matters relating to the <u>Canada Oil and Gas Act</u> . Based on these discussions, it should forward policy recommendations to appropriate Ministers for action. | Accepted  |
| 18. That certain review procedures should only come into play when the subject matter has not been evaluated in another forum or when public interest considerations warrant. Use of existing information should be emphasized.  | Accepted  |
| 19. That time limits be allocated to procedural processes to be met by both sponsors and government.   | Accepted; will be studied by the Northern Regulatory Review                                 |
| 20. That the appointment of a federal coordinator to each major energy project, responsible to a designated Minister, be tried on a pilot basis to test its suitability. After a designated period of time has passed, the mechanism should be reviewed and a decision made on its suitability.  | Accepted; in place for Norman Wells   |
| 21. That Cabinet may introduce approval-in-principle decisions for major energy projects once the nature of the information to be provided has been established.   | Not accepted; considered premature and requiring further study                              |

Respectfully submitted,

  
Earl A. Hastings,  
Chairman.



**Rapport du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
au sujet de la réponse du gouvernement fédéral au  
rapport du Comité spécial du Sénat sur le  
Pipe-line du Nord: Sur le même longueur d'onde**

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles a l'honneur de faire rapport sur son étude de la réponse du gouvernement fédéral aux recommandations proposées dans le cinquième Rapport du Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord intitulé: Sur la même longueur d'onde.

Conformément à son ordre de renvoi du 2 février 1984, stipulant "que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à étudier les recommandations contenues dans le cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord déposé au Sénat le 30 mars 1983, ainsi que toute autre question y afférente", le comité a rencontré le ministre et des hauts fonctionnaires du ministère de l'Environnement, des hauts fonctionnaires des Affaires indiennes et du Nord canadien (MAINC) et de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) et le président et des hauts fonctionnaires de l'Office national de l'énergie (ONÉ).

**Réponse des ministères et organismes du  
gouvernement fédéral**

Selon la Réponse du gouvernement fédéral au Rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, relativement au transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60e parallèle, "le Comité du Sénat a fait une importante évaluation des incidences techniques, environnementales et sociales des diverses options envisagées sur le plan des transports dans la région de l'Arctique, et ses opinions et recommandations intéressent beaucoup le gouvernement." De plus, le comité a cerné "plusieurs préoccupations et problèmes critiques qui devront être abordés, de l'avis du gouvernement, si on veut que la mise en valeur des hydrocarbures du Nord se fasse de façon ordonnée et responsable."

M. G. Neil Faulkner, le sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord, MAINC, a déclaré que ce rapport "a suscité un grand nombre des activités en cours qui s'inscrivent directement ou indirectement dans la ligne des mesures proposées par les honorables sénateurs."

Au terme de sa présentation au comité permanent, l'hon. Charles Caccia, ministre de l'Environnement, a déclaré: "...je crois que les membres de votre comité ont de bonnes raisons d'être fiers d'avoir exercé des pressions plus fortes sur le gouvernement et sur d'autres autorités pour les inciter à mettre sur pied les mécanismes et services nécessaires à la réglementation efficace, par le gouvernement, de l'exploitation des hydrocarbures dans le Nord." C'était aussi l'avis du président de l'Office national de l'énergie, M. C.G. Edge, qui a souligné que la naissance de relations plus harmonieuses entre les gouvernements, les

autorités de réglementation et les industriels est pour une part due aux travaux du comité spécial et à son rapport.

Le Conseil national de recherches du Canada se réjouit de constater que le comité avait beaucoup insisté sur la compétence technique, sur les normes d'opération et de sécurité et sur la mise au point de technologies expérimentales susceptibles de faire du Canada le leader dans le domaine de la technique océanographique en mers froides.

L'état de mise en oeuvre, en mai 1984, des recommandations du comité spécial figure en annexe à ce rapport.

### Le processus réglementaire

#### 1. L'étude réglementaire

Au cours des audiences dont a été tirée la matière du rapport Sur la même longueur d'onde, le comité spécial constata que le processus décisionnel relatif aux grands projets de développement avait beaucoup changé et que d'une simple approbation du cabinet on était passé à tout un ensemble de procédures ministérielles et réglementaires.

Une des recommandations faites par le comité en vue d'améliorer le processus réglementaire suggérait **"que l'on étudie l'appareil réglementaire et les règlements des organismes compétents en vue d'établir s'ils permettent d'atteindre les objectifs, pour lesquels, ils ont été conçus et qu'on supprime tout double emploi évident."**

Cette recommandation a donné le coup de pouce initial au Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord, dont l'objet est de recenser "les lacunes, les chevauchements et les goulots d'étranglement afin d'uniformiser et, peut-être, de simplifier les processus gouvernementaux qui influencent le développement économique et la gestion efficace de l'environnement et des ressources du Nord" (Réponse fédérale). Ce groupe n'existe pour le moment que sous la forme d'une proposition qui devrait être étudiée par le cabinet. Les travaux préliminaires progressent bien. Cet exercice durera un an et demi.

L'Office national de l'énergie, pour sa part, procède à une refonte complète de ses règlements et exigences en matière d'information, par souci de simplifier, de clarifier et de rationaliser ces dispositions dans toute la mesure du possible. Il estime également que le comité a donné plus de poids aux pressions faites en vue de supprimer certaines exigences réglementaires, de réduire au minimum tout ce qui fait double emploi et de promouvoir la coordination entre gouvernements, autorités de réglementation et industriels. Il participera d'ailleurs au travail du groupe susmentionné en collaboration avec le MAINC.

L'ONÉ a aussi indiqué qu'on avait fait de grands progrès dans la mise en oeuvre de la recommandation du comité relative à la rationalisation du processus réglementaire. Nombre des quelque 25 projets actuellement à l'étude auront été terminés d'ici la fin de 1984.



Réagissant au rapport du comité spécial, cet office a rappelé les autres mesures qui ont été prises pour améliorer et accélérer le processus de réglementation: conférences préalables, rencontres entre le personnel de l'ONÉ et les sociétés requérantes éventuelles et enfin, audiences en plusieurs phases.

La meilleure coordination des rapports entre l'office et l'APGTC est un bon exemple du progrès réalisé en matière de réglementation. Ces deux organismes ont récemment conclu une entente de principe visant l'établissement de règlements techniques identiques relativement aux pipe-lignes offshore qui les concernent tous les deux.

## 2. Les politiques et la planification relatives au Nord

Le comité spécial a conclu que le gouvernement fédéral avait commencé à mettre en place une politique d'ensemble sur l'exploitation des hydrocarbures dans le Nord. Ce cadre de politique estimait-t-il, devait énoncer les critères d'appréciation du processus d'évaluation existant et de sa pertinence.

Les objectifs de cette politique doivent être plus clairement définis par le gouvernement fédéral et c'est pourquoi le comité recommandait **"que le Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources dans le Nord soit chargé de favoriser la discussion interministérielle des politiques de développement du Nord, à l'exclusion des questions se rapportant à la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada. À la lumière de ces discussions, il devrait présenter aux ministres compétents des recommandations de politique pour qu'ils y donnent suite."**

Selon la Réponse fédérale, "le gouvernement s'empresse d'élaborer les politiques et les plans nécessaires pour compléter le cadre politique." Le Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources dans le Nord promeut plus activement la discussion et la délibération interministérielles nécessaires à l'harmonisation des politiques et programmes gouvernementaux. Ce comité est présidé par le sous-ministre adjoint des affaires du Nord, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, et comprend les sous-ministres adjoints de l'Énergie, des Mines et des Ressources, de l'Environnement, des Pêches et Océans, des Transports et de l'Expansion industrielle régionale, de la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada, le sous-commissaire de l'Administration des Territoires du Nord-Ouest, et le sous-ministre des Relations intergouvernementales de l'Administration du Territoire du Yukon. La réponse du gouvernement fédéral au rapport du comité spécial et le consensus dont elle fait état est le fruit de la coordination assurée par le comité supérieur. C'est précisément ce genre de discussion interministérielle que visait le comité spécial en matière de développement du Nord.

## 3. Les approbations conditionnelles

Le comité spécial a également recommandé **"que le cabinet donne son approbation conditionnelle aux grands projets énergétiques, dès qu'on aura précisé la nature des informations requises."** Cette recommandation a été faite en considération du fait que les promoteurs de grands projets doivent, pour l'instant, supporter le coût d'une foule de travaux techniques avant qu'on n'ait clairement établi la conformité d'un investissement aux priorités du gouvernement fédéral.



Le Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord étudiera tous les aspects de cette idée des approbations conditionnelles.

Tout en estimant que les approbations conditionnelles pourraient susciter certaines difficultés, l'ONÉ reconnaît qu'il y a un problème pour l'industrie. La solution qu'il propose est celle des audiences préliminaires, grâce auxquelles l'industrie aurait, à l'avance et de diverses façons, une idée des perspectives d'avenir de ses propositions.

#### 4. Les renseignements existants

Le comité a également reconnu que les différents processus d'examen se chevauchent, notamment en ce qui concerne les répercussions environnementales d'un projet. Il estime donc qu'il faudrait arriver à tirer meilleur parti des renseignements existants, et à intégrer chacun des examens à l'appareil de réglementation, tout en évitant les répétitions. C'est pourquoi il recommandait "qu'une question ne fasse l'objet d'un examen que si elle n'a pas déjà été analysée par un autre organisme, ou si des considérations d'intérêt public le justifient. Il faudrait aussi encourager les parties à utiliser l'information existante."

En ce qui concerne la répétition et la coordination entre les organismes, on constate un certain progrès, surtout sur le plan des relations entre le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement et l'ONÉ.

L'ONÉ est tout à fait favorable au dépôt de rapports d'une Commission d'évaluation environnementale au cours de ses audiences, si un tel rapport existe. Ceci lui permettrait de prendre des décisions en meilleure connaissance de cause. Une pareille utilisation des renseignements existants réduira les inutiles chevauchements et accélérera le processus de réglementation.

Le MAINC met actuellement sur pied, au sein de sa récente Division d'élaboration des projets, un Programme de réglementation et d'évaluation des grands projets (REGP) qui aura pour tâche de veiller à ce que rien ne vienne inutilement gêner le processus d'évaluation des grands projets d'exploitation de ressources. Ce mécanisme tentera aussi d'écarter le plus de répétitions possibles en matière d'examen et de mise en oeuvre de ces projets.

#### 5. Le coordonnateur fédéral

La complexité de plus en plus grande des processus décisionnels justifiait, selon le comité, la nomination d'un coordonnateur fédéral, chargé d'aider les promoteurs à respecter les exigences réglementaires. Il recommandait par conséquent "que, dans le cadre d'un projet pilote, et pour chacun des grands projets énergétiques, on nomme un coordonnateur fédéral qui relèverait du ministre compétent. Après une période d'essai, il faudrait réexaminer cette solution et décider de sa pertinence."

Trois coordonnateurs ont été nommés relativement à l'expansion du gisement pétrolier de Norman Wells, de 1,1 milliard de dollars et à la construction du pipe-line requis. Le coordonnateur général de cette entreprise vient du MAINC. Il est secondé par un coordonnateur de l'ONÉ et un représentant du gouvernement

des Territoires du Nord-Ouest. C'est en fait un projet pilote dont on étudie soigneusement les résultats en vue d'établir s'il pourrait être appliqué dans l'avenir à d'autres grands projets d'exploitation.

La mise sur pied par le MAINC de cette Division de l'élaboration des projets est une mesure de plus prise par le gouvernement fédéral pour coordonner l'étude des grands projets et en faciliter la réalisation.

La création, à Inuvik, d'un Bureau de coordination pour le développement de la région du Delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort va également dans le sens des recommandations du comité. Le gouvernement s'est donné en moyen pour adapter ses décisions aux besoins de la collectivité et de la région.

### Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord (PIPGN).

Bon nombre des recommandations du comité spécial ont été mises en oeuvre dans le cadre du Programme septennal révisé d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord (PIPGN) de 130 millions de dollars.

#### 1. L'exploitation des hydrocarbures du Nord

Le comité estimait qu'il fallait préciser les politiques et la planification relatives au développement du Nord pour que le gouvernement fédéral soit prêt à mettre en valeur les ressources d'hydrocarbures de cette région. D'où la première recommandation du comité "que le gouvernement fédéral formule le plus tôt possible en 1983 sa politique en matière de planification et de développement de l'énergie du Nord, de l'affectation des terres, de la gestion environnementale, de la formation de la main-d'oeuvre et du développement de l'infrastructure." Une des principales préoccupations du PIPGN est de mettre en oeuvre des activités de planification et de recherche permettant au gouvernement d'être prêt.

Ce programme est la pierre angulaire de la stratégie fédérale en matière d'exploitation des ressources nordiques. Il part du désir délibéré de ne pas se faire déborder par l'exploitation des hydrocarbures dans cette région.

#### 2. La surveillance de la région de la mer de Beaufort

Le comité a reconnu que l'industrie cherche des réponses aux nombreux problèmes techniques que lui pose l'exploitation sécuritaire et rentable des ressources pétrolières de la région de la mer de Beaufort. Néanmoins, il revient avant tout au gouvernement fédéral de fixer les exigences en matière de sécurité et d'établir des procédures claires d'information et de réglementation afin que ces nouvelles technologies n'aient pas de répercussions négatives. Et pour que le gouvernement fédéral prévoie les problèmes que posera l'implantation de nouvelles techniques, il doit être en ce domaine aussi compétent que l'industrie.

Le comité a donc recommandé "que l'organisme du gouvernement fédéral qui sera chargé d'examiner les activités et la technologie qu'implique chaque phase du plan de développement de la région de la mer de Beaufort, en



étudie soigneusement l'adéquation, notamment du point de vue technique et sous l'angle d'un fonctionnement à longueur d'année."

Plusieurs initiatives prises dans le cadre du PIPGN donnent suite à cette recommandation. Mentionnons la mise sur pied d'un mécanisme de surveillance socio-économique, prévoyant des relevés physiques et environnementaux qui poseraient les fondements de lignes directrices sur l'environnement et d'une méthodologie de surveillance de l'évaluation. Ces initiatives font partie du Programme de réglementation et d'évaluation des grands projets de la Division d'élaboration des projets du MAINC.

### 3. La technique océanographique en mers froides

Le comité a remarqué que les nouvelles techniques adaptées aux conditions de l'Arctique fournissent aux industriels canadiens une excellente occasion d'accroître leur capacité de production, et que l'adaptation d'une technologie de pointe rendrait plus efficaces encore les opérations menées au Canada tout en lui donnant une position plus compétitive dans le monde. Désireux de soutenir les efforts faits par le gouvernement et les industriels et de maintenir l'élan qu'ils ont donné à la capacité technologique du Canada, le comité recommandait **"que le gouvernement et l'industrie accordent une grande priorité aux initiatives financières et aux projets de recherche visant la mise au point de techniques expérimentales susceptibles de faire progresser le Canada dans le domaine de l'exploitation des mers froides."**

Le comité permanent est heureux d'apprendre qu'un Institut de recherche sur les régions froides relevant du Conseil national de recherches sera construit à Edmonton, au coût de 13 millions de dollars. Cet Institut, qui disposera d'un budget annuel d'exploitation de 7,2 millions de dollars, devrait entrer en service en 1988, et deviendrait un centre mondial de recherche en ingénierie du Nord.

L'appui donné par le gouvernement fédéral à cette recommandation est manifeste: une bonne part des fonds affectés à la recherche et au développement en matière d'énergie a, en effet, été allouée à cette fin; bien mieux, des fonds supplémentaires, tirés du PIPGN, serviront à mettre au point des techniques expérimentales.

### 4. Les services d'appui

Le PIPGN répond aussi à la recommandation suivante du comité: **"que tous les services maritimes de soutien, telles la détection des glaces, la prévision météorologique, les aides à la navigation, les opérations de recherche et de sauvetage et les escortes nécessaires pour assurer la sécurité des opérations d'exploitation et de transport, soient opérationnels avant le début de la phase de production."** Les études du PIPGN seront axées sur les régions faisant l'objet de grands projets de développement, et feront le recensement des caractéristiques géologiques, hydrologiques et climatiques de ces régions. Parmi les autres études effectuées, mentionnons celles portant sur la dynamique de la zone côtière et la formation des glaces, l'état du fonds marin et les problèmes géologiques qu'il pose.



## 5. Capacité permanente d'intervention dans l'Arctique

Le comité a bien compris les difficultés auxquelles la Garde côtière canadienne, principale présence maritime du Canada dans cette région, est confrontée lorsque vient le temps de répartir quelques maigres ressources financières et humaines entre la multitude des services maritimes qu'il faut assurer toute l'année dans les eaux de l'Arctique. Le rôle de surveillance de la Garde fait qu'elle doit réagir aux urgences en cas de déversement de pétrole, sans négliger pour autant d'appuyer les opérations de recherche et de sauvetage et les enquêtes sur les accidents maritimes. C'est pourquoi le comité a recommandé : "que la Garde côtière canadienne soit dotée des ressources financières et humaines lui permettant de procéder à des travaux de recherche et de développement, de fournir des services d'aide à la navigation et de faire face aux urgences, afin que le gouvernement puisse, à n'importe quel moment de l'année, parer aux accidents survenant dans les eaux de l'Arctique."

Le PIPGN fournira également en ce domaine des fonds supplémentaires -- cette fois pour la Garde côtière canadienne -- qui seront affectés à l'étude de la gestion des transports, de l'évaluation et de l'élaboration des systèmes de navigation dans l'Arctique, ainsi qu'à l'évaluation des systèmes de recherche et de sauvetage dans cette région.

Le comité permanent se réjouit d'apprendre la conclusion d'un contrat de 91,3 millions de dollars pour la construction d'un brise-glace de Type 1200 qui contribuera à moderniser la flotte de la Garde côtière canadienne. Ce navire sera équipé de matériel de navigation et de communication des plus récents pour aider aux opérations de navigation, aussi bien en été dans les mers arctiques canadiennes que pendant l'hiver, principalement dans la région du Golfe du Saint-Laurent et de Terre-Neuve.

## 6. Le transport des hydrocarbures

Ayant examiné les divers modes de transport proposés par l'industrie, le comité a conclu que, certaines circonstances étant réalisées, le transport des hydrocarbures, par navire-citerne ou par pipe-line ne présente pas de difficultés techniques ou écologiques insurmontables. Mais plusieurs raisons l'ont amené à préférer, dans un premier temps, le transport par navire-citerne, et c'est pourquoi il recommandait "que le transport des hydrocarbures de la région de l'Arctique s'effectue d'abord par pétrolier sur une petite échelle et qu'on étudie la possibilité de jumeler au besoin les deux modes de transport proposés."

Les efforts de planification et de recherche du gouvernement fédéral dans le cadre du PIPGN porteront essentiellement sur ces deux modes de transport, le gouvernement n'ayant pas encore arrêté son choix.

## Les revendications territoriales

Le comité spécial a recommandé "que le gouvernement fédéral accorde la priorité au règlement des revendications territoriales et des questions touchant l'évolution constitutionnelle du Nord."

Nous nous réjouissons donc des progrès récents réalisés dans la solution des revendications territoriales des autochtones.

### Gestion de l'environnement et planification régionale

La première recommandation du comité réclamait l'élaboration d'un plan d'utilisation des terres et de gestion de l'environnement. Dans une autre recommandation qui la complète, à l'effet **"que le gouvernement fédéral accélère le processus de planification régionale et que le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien instaure un mécanisme qui favorise la participation de représentants régionaux"**, représente l'autre volet de la position du comité en matière de planification régionale.

Ces recommandations sont à l'origine du Programme d'aménagement des territoires du Nord (PATN), dont l'objet est de susciter un consensus sur le type de planification du développement et de l'utilisation des terres pour chacune des régions du Nord. Le MAINC est chargé d'administrer ce programme et, après consultation et planification d'autres ministères et des gouvernements territoriaux, il cherchera à conclure des ententes concernant les principales activités à promouvoir dans chaque région. Un des aspects remarquables de ce programme est justement qu'il circonscrit le cadre du développement local et régional et donnera aux résidents du Nord une voix directe au chapitre en matière d'utilisation des ressources du territoire.

Selon le ministre de l'Environnement, on intégrera au PATN les domaines de conservation relevant de son ministère.

Le PATN sera implanté en 1984. Pour l'instant, environ seize régions du Nord ont été désignées pour la planification en matière d'utilisation des terres. Des crédits y ont été affectés et le mécanisme de consultation entre les autorités publiques et les résidents du Nord a été mis sur pied.

### Conclusion

Il ne fait aucun doute qu'avec son rapport Sur la même longueur d'onde, le comité spécial a suscité la création de trois programmes du gouvernement fédéral, à savoir le Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord, le nouveau Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord (PIPGN) et le Programme d'aménagement des territoires du Nord (PATN).

Ce rapport a stimulé, de façon remarquable, le dialogue entre les parties concernées par la mise en valeur des hydrocarbures du Nord. M. Edge a reconnu ce fait lorsqu'il a déclaré au comité permanent: "Grâce en partie à votre apport, l'Office national de l'énergie croit que les gouvernements, les organismes de la réglementation et l'industrie se trouvent en effet de plus en plus sur la même longueur d'onde."

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, représenté au sein du Comité supérieur des politiques, appuie en général la réponse du gouvernement fédéral.

Des représentants de l'industrie, pour leur part, ont manifesté par écrit leur appui aux recommandations du comité spécial et estiment qu'il revient maintenant à chacun des organismes concernés de les mettre en oeuvre.

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles accepterait volontiers l'invitation du ministre de l'Environnement à "continuer d'être vigilant afin que l'exploitation des ressources pétrolières du Nord contribue à la réalisation d'un modèle de développement qui soit plus remarquable par ce que les gens du Nord et les Canadiens en général en auront tiré que par ce qu'ils y auront sacrifié."



## MISE EN OEUVRE DES RECOMMANDATIONS

| Recommandation<br>mars 1983   | État de mise en oeuvre<br>mai 1984  |
|---|---|
| 1. Que le gouvernement fédéral formule le plus tôt possible en 1983 sa politique en matière de planification du développement de l'énergie du Nord, de l'affectation des terres, de la gestion environnementale, de la formation de la main-d'oeuvre et du développement de l'infrastructure.                                 | Acceptée, mise en oeuvre partielle dans le cadre de programmes gouvernementaux, tels le PIPGN et le PATN  |
| 2. Que le gouvernement fédéral accorde la priorité au règlement des revendications territoriales et des questions touchant l'évolution constitutionnelle du Nord.   | Acceptée  |
| 3. Que l'organisme du gouvernement fédéral qui sera chargé d'examiner les activités et la technologie qu'implique chaque phase du plan de développement de la région de la mer de Beaufort, en étudie soigneusement l'adéquation, notamment du point de vue technique et sous l'angle d'un fonctionnement à longueur d'année. | Acceptée  |
| 4. Que les normes d'exploitation et de sécurité relatives à la production et au transport du pétrole imposent aux personnes concernées une formation appropriée et une expérience de travail dans les conditions de l'Arctique.   | Acceptée; un examen approfondi par l'APGTC a entraîné une révision des lignes directrices en matière de sécurité touchant plusieurs domaines de son ressort |
| 5. Que le gouvernement et l'industrie accordent une grande priorité aux initiatives financières et aux projets de recherche visant la mise au point de techniques expérimentales susceptibles de faire progresser le Canada dans le domaine de l'exploitation des mers froides.   | Acceptée  |
| 6. Que le gouvernement fédéral accélère le processus de planification régionale et que le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien instaure un mécanisme qui favorise la participation de représentants régionaux.  | Acceptée, mise en oeuvre dans le cadre du PATN  |

| Recommandation<br>mars 1983  | État de mise en oeuvre<br>mai 1984  |
|--|---|
| 7. Que tous les services maritimes de soutien, telles la détection des glaces, la prévision météorologique, les aides à la navigation, les opérations de recherche et de sauvetage et les escortes nécessaires pour assurer la sécurité des opérations d'exploitation et de transport, soient opérationnels avant le début de la phase de production.                          | Acceptée  |
| 8. Que la Garde côtière canadienne soit dotée des ressources financières et humaines lui permettant de procéder à des travaux de recherche et de développement, de fournir des services d'aides à la navigation et de faire face aux urgences, afin que le gouvernement puisse, à n'importe quel moment de l'année, parer aux accidents survenant dans les eaux de l'Arctique. | Acceptée, financement dans le cadre du PIPGN  |
| 9. Que le transport des hydrocarbures de la région de l'Arctique s'effectue d'abord par pétrolier sur une petite échelle et qu'on étudie la possibilité de jumeler au besoin les deux modes de transport proposés.   | Pas acceptée, considérée comme trop hâtive  |
| 10. Que le gouvernement fédéral soit davantage la locomotive de la coordination et de la surveillance des activités des promoteurs, du secteur manufacturier et des syndicats, et veille à ce qu'un plan industriel assurant une participation canadienne maximale, soit élaboré et mis en oeuvre.   | Acceptée  |
| 11. Que l'on se préoccupe immédiatement de développer la capacité des chantiers navals canadiens pour qu'ils puissent non seulement produire tous les types de grands navires requis pour le développement de l'Arctic, mais concurrencer les entreprises étrangères similaires.   | Pas acceptée  |
| 12. Que le Programme national de formation dans l'industrie soit élargi afin que les résidents du Nord puissent recevoir la formation nécessaire pour participer aux grands projets d'exploitation des ressources dans l'Arctique.   | Acceptée; le financement est accru de 4,2 millions de dollars pour le projet Norman Wells en 1983-84 et on cherche à obtenir 2,6 millions de dollars pour 1984-85 |

| Recommandation<br>mars 1983   | État de mise en oeuvre<br>mai 1984  |
|---|---|
| 13. Que le calendrier de développement et les besoins d'approvisionnement soient structurés de façon à permettre aux commerçants du Nord de prendre part au développement de la région de la mer de Beaufort et de profiter des retombées économiques.  | Acceptée; sera mise en oeuvre par les Comités d'étude des avantages pour le Nord et dans le cadre des accords de développement économique |
| 14. Qu'une part définie des revenus provenant de la mise en valeur des hydrocarbures soit versée dans une sorte de fonds du patrimoine qui servirait de coussin économique et de fonds d'investissement destiné à promouvoir la diversification de la base économique du Nord.  | Pas acceptée, recommandation à l'étude  |
| 15. Que le gouvernement fédéral finance un plus grand nombre de programmes sociaux visant à développer l'infrastructure du Nord et à empêcher une détérioration éventuelle du milieu humain.  | Acceptée  |
| 16. Qu'une fois fixé le cadre de la politique, on étudie l'appareil réglementaire et les règlements des organismes compétents en vue d'établir s'ils permettent d'atteindre les objectifs pour lesquels ils ont été conçus et qu'on supprime tout double emploi évident.  | Acceptée, sera mise en oeuvre par le processus d'examen de l'ONÉ et le Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord            |
| 17. Que le Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources dans le Nord soit chargé de favoriser la discussion interministérielle des politiques de développement du Nord, à l'exclusion des questions se rapportant à la <u>Loi sur le pétrole et le gaz du Canada</u> . À la lumière de ces discussions, il devrait présenter aux ministres compétents des recommandations de politiques pour qu'ils y donnent suite. | Acceptée  |
| 18. Qu'une question ne fasse l'objet d'un examen que si elle n'a pas déjà été analysée par un autre organisme, ou si des considérations d'intérêt public le justifient. Il faudrait aussi encourager les parties à utiliser l'information existante.  | Acceptée  |



---

Recommandation  
mars 1983

---

19. Que les promoteurs et le gouvernement effectuent les études requises dans des délais fixés à l'avance.
20. Que, dans le cadre d'un projet pilote, et pour chacun des grands projets énergétiques, on nomme un coordonnateur fédéral qui relèverait du ministre compétent. Après une période d'essai, il faudrait réexaminer cette solution et décider de sa pertinence.
21. Que le cabinet donne son approbation conditionnelle aux grands projets énergétiques, dès qu'on aura précisé la nature des informations requises.

---

État de mise en oeuvre  
mai 1984

---

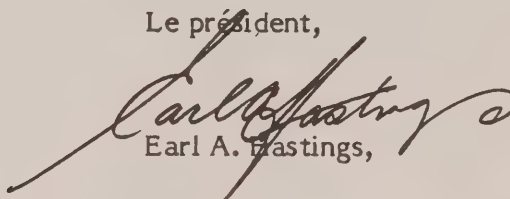
Acceptée, sera étudiée par le Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord

Acceptée, mise en oeuvre pour le projet de Norman Wells

Pas acceptée, considérée comme trop hâtive et nécessitant une étude plus approfondie

Respectueusement soumis,

Le président,



Earl A. Hastings,









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9



Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

June 1984

Juin 1984

Issue No. 15

Fascicule n° 15

**Twelfth Proceedings on:**  
The National Energy Program—  
Submissions received

**Douzième fascicule concernant:**  
Le Programme énergétique national—  
soumissions reçues

STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| or Roblin   | or Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings  
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| ou Roblin   | ou Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)



**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Thursday, February 23, 1984:

“With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by  
the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to review all aspects of  
the National Energy Program, including its effects on  
energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place  
to place within Canada for the purposes of this review;  
and

That the Committee be empowered to engage the ser-  
vices of such counsel and technical, clerical and other  
personnel as may be required for the above-mentioned  
purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.”

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février  
1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les  
aspects du Programme énergétique national, y compris ses  
répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour  
les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du  
personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir  
besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

In accordance with committee resolution RC840605-02 of June 5, 1984, submissions from the following individuals and organizations are being printed in this issue:

CANADIAN AUTOMOBILE ASSOCIATION, Ottawa, Ontario (See Appendix "ENR-15A")

CANADIAN CHEMICAL PRODUCERS' ASSOCIATION, Ottawa, Ontario (See Appendix "ENR-15B")

CANADIAN ELECTRICAL ASSOCIATION, Montreal, Quebec (See Appendix "ENR-15C")

CANADIAN GAS ASSOCIATION, Don Mills, Ontario (See Appendix "ENR-15D")

THE CANADIAN GAS PROCESSORS SUPPLIERS' ASSOCIATION, Calgary, Alberta (See Appendix "ENR-15E")

CANADIAN METHANOL CANADIEN, Winnipeg, Manitoba (See Appendix "ENR-15F")

CANADIAN TEXTILES INSTITUTE, Montreal, Quebec (See Appendix "ENR-15G")

CANARCTIC VENTURES, LTD., Richmond, British Columbia (See Appendix "ENR-15H")

CHAMBERS, G., Winnipeg, Manitoba (See Appendix "ENR-15I")

CYANAMID CANADA INC., Willowdale, Ontario (See Appendix "ENR-15II")

FORD, MRS. J. A., Moncton, New Brunswick (See Appendix "ENR-15J")

FRIENDS OF THE EARTH, Ottawa, Ontario (See Appendix "ENR-15K")

GENERAL SOLAR INC., Carleton Place, Ontario (See Appendix "ENR-15L")

GOTS, J. G., (See Appendix "ENR-15M")

GRANT, D., Windsor, Ontario (See Appendix "ENR-15N")

HAUCK, E. A., Kitchener, Ontario (See Appendix "ENR-15O")

HUNTER, S. J., Vancouver, British Columbia (See Appendix "ENR-15P")

KABAYAMA, J. E., Nepean, Ontario (See Appendix "ENR-15Q")

KENNEDY, C., Saint John, New Brunswick (See Appendix "ENR-15R")

LAMBERT, J. D., Kirkland, Quebec (See Appendix "ENR-15S")

LLOYD, G. V., Calgary, Alberta (See Appendix "ENR-15T")

MEDICINE HAT, THE CITY OF, Medicine Hat, Alberta (See Appendix "ENR-15U")

NORCEN ENERGY RESOURCES LIMITED, Toronto, Ontario (See Appendix "ENR-15V")

NORRIS, PAUL J., Edmonton, Alberta (See Appendix "ENR-15W")

NORTHERN CANADA POWER COMMISSION, Edmonton, Alberta (See Appendix "ENR-15X")

Conformément à la résolution du Comité RC840605-02, du 5 juin 1984, le présent fascicule reproduit les mémoires présentés par les personnes et les organismes énumérés ci-après:

ASSOCIATION CANADIENNE DES AUTOMOBILISTES, Ottawa (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15A»)

ASSOCIATION CANADIENNE DES FABRICANTS DE PRODUITS CHIMIQUES, Ottawa (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15B»)

ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉLECTRICITÉ, Montréal (Québec) (Voir Annexe «ENR-15C»)

ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ, Don Mills (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15D»)

ASSOCIATION CANADIENNE DES FOURNISSEURS DES TRANSFORMATEURS DE GAZ, Calgary (Alberta) (Voir Annexe «ENR-15E»)

CANADIAN METHANOL CANADIEN, Winnipeg (Manitoba) (Voir Annexe «ENR-15F»)

INSTITUT CANADIEN DES TEXTILES, Montréal (Québec) (Voir Annexe «ENR-15G»)

CANARCTIC VENTURES, LTD., Richmond (Colombie-Britannique) (Voir Annexe «ENR-15H»)

CHAMBERS, G., Winnipeg (Manitoba) (Voir Annexe «ENR-15I»)

CYANAMID CANADA INC., Willowdale (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15II»)

FORD, MME J. A., Moncton (Nouveau-Brunswick) (Voir Annexe «ENR-15J»)

LES AMIS DE LA TERRE, Ottawa (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15K»)

GENERAL SOLAR INC., Carleton Place (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15L»)

GOTS, J. G., (Voir Annexe «ENR-15M»)

GRANT, D., Windsor (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15N»)

HAUCK, E. A., Kitchener (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15O»)

HUNTER, S. J., Vancouver (Colombie-Britannique) (Voir Annexe «ENR-15P»)

KABAYAMA, J. E., Nepean (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15Q»)

KENNEDY, C., Saint-Jean (Nouveau-Brunswick) (Voir Annexe «ENR-15R»)

LAMBERT, J. D., Kirkland (Québec) (Voir Annexe «ENR-15S»)

LLOYD, G. V., Calgary (Alberta) (Voir Annexe «ENR-15T»)

MEDICINE HAT, THE CITY OF, Medicine Hat (Alberta) (Voir Annexe «ENR-15U»)

NORCEN ENERGY RESOURCES LIMITED, Toronto (Ontario) (Voir Annexe «ENR-15V»)

NORRIS, PAUL J., Edmonton (Alberta) (Voir Annexe «ENR-15W»)

COMMISSION D'ÉNERGIE DU NORD CANADIEN, Edmonton (Alberta) (Voir Annexe «ENR-15X»)

ONTARIO MINISTRY OF ENERGY, Toronto,  
Ontario (*See Appendix "ENR-15Y"*)

ONTARIO NATURAL GAS ASSOCIATION,  
Toronto, Ontario (*See Appendix "ENR-15Z"*)

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO,  
Toronto (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-15Y»*)

ASSOCIATION DU GAZ NATUREL DE L'ONTARIO,  
Toronto (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-15Z»*)

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*





## APPENDIX "ENR-15A"

## CANADIAN AUTOMOBILE ASSOCIATION

1775 COURTWOOD CR, OTTAWA K2C 3J2  
CABLE, CANAUTO, TELEPHONE (613) 226-7631  
TWX: 610-562-1902. TELEX. 053-4440

SUBMISSION TO THE  
STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND  
NATURAL RESOURCES  
REVIEW OF THE  
NATIONAL ENERGY PROGRAM  
THE PLIGHT OF MOTORISTS

MAY, 1984

## EXECUTIVE SUMMARY

This submission, to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources, addresses some of the very important concerns of the Canadian Automobile Association's two million members. Given that the Committee is reviewing the National Energy Program with particular reference to fairness in energy pricing, the CAA has focused its attention on ways and means by which the government could introduce measures which would immediately effect positive change in the Canadian energy program, provide for more fair and equitable pricing schedules, and create tremendous opportunities in one of Canada's more lucrative industries.

In particular, this submission recognizes the increasing travel deficit and the difficulties presently facing the tourism industry in Canada. The brief also points out that as one of the more important economic sectors in the country, tourism employs more than one out of ten Canadians, injects over \$17.5 billion directly into the economy, is the fifth largest earner of foreign exchange and induces over \$2.5 billion investment in Canada.

The potential of the tourism industry in Canada is virtually unrivaled. As the brief clearly identifies, however, 85 percent of all tourism travel in Canada is by automobile and the major cause contributing to the decline in the tourism industry is the decrease in auto travel by both Canadians and Americans travelling in this nation. The brief continues by demonstrating that a major reason for the decrease in auto travel is the highly priced and uncompetitive gasoline prices in Canada and that the high prices are a result of the unwarranted and unjustified taxes applied through the National Energy Program.

The CAA contends therefore, that a necessary stimulus to the Canadian economy can readily be achieved by responding positively with the immediate elimination of unfair and excess

## APPENDICE «ERN-15A»

ASSOCIATION CANADIENNE DES  
AUTOMOBILISTES

1775 COURTWOOD CR., OTTAWA, CANADA K2C 3J2  
CABLE CANAUTO, TÉLÉPHONE (613) 226-7631  
TWX: 610-562-1902 TÉLEX: 053-4440

MÉMOIRE AU COMITÉ SÉNATORIAL  
PERMANENT DE L'ÉNERGIE  
ET DES RESSOURCES  
NATURELLES  
REVUE DU PROGRAMME  
ÉNERGÉTIQUE NATIONAL  
LE FARDEAU DES AUTOMOBILISTES

MAI 1984

## SOMMAIRE ADMINISTRATIF

Le présent mémoire adressé au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles aborde certaines des grandes préoccupations des deux millions de membres de l'Association canadienne des automobilistes. Comme le Comité passe en revue le Programme énergétique national en attachant une importance particulière à l'équité au niveau du prix de l'énergie, l'ACA s'est surtout attachée aux méthodes et aux moyens que pourrait prendre le gouvernement pour adopter des mesures susceptibles de se traduire par des changements positifs immédiats au niveau du Programme énergétique canadien, établir des barèmes de prix plus justes et plus équitables et créer des possibilités fort intéressantes dans l'une des industries les plus lucratives du Canada.

Le présent mémoire reconnaît notamment le déficit grandissant au niveau des voyages et les difficultés que doit surmonter actuellement l'industrie touristique canadienne. Il précise également que l'industrie touristique, l'un des secteurs économiques les plus importants au pays, embauche plus d'un Canadien sur dix, injecte plus de 17,5 milliards de dollars directement dans l'économie, se classe au cinquième rang pour ce qui regarde l'acquisition de devises étrangères et suscite des investissements au Canada supérieurs à 2,5 milliards de dollars.

Le potentiel de l'industrie touristique au Canada est virtuellement sans rival. Comme le précise le mémoire, toutefois, 85 p. 100 de tous les voyages touristiques au Canada se font par automobile et la principale cause du déclin de l'industrie touristique est la baisse des voyages par automobile, tant chez les Canadiens que chez les Américains qui voyagent au pays. Le mémoire explique ensuite qu'un des principaux motifs de la baisse des déplacements par automobile est le prix de l'essence, qui est fort élevé et peu concurrentiel au Canada, et que ces prix élevés résultent des taxes injustifiables et injustifiées appliquées par l'entremise du Programme énergétique national.

L'ACA soutient donc qu'on peut facilement stimuler l'économie canadienne, et cela s'impose, en supprimant immédiatement les taxes injustes et excessives sur l'essence. Le gouverne-

taxes on gasoline. In particular, the government should eliminate excise tax on gasoline, remove the Canadian Ownership Special Charge and return the Federal Sales Tax on transportation fuels to a fixed-tax level as it was prior to 1981.

The submission concludes by reassuring the government that the CAA and its Member Clubs will continue to press the provincial governments and the oil industry to maintain lower gasoline prices. In addition, this submission includes a copy of the brief as presented to the Minister of Finance in the Fall of 1982 as Appendix A.

Submission to the  
Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources

May, 1984

Senators, your deliberations on the National Energy Program are perhaps some of the more important you will be conducting over the course of this year. They will undoubtedly set in motion the planning for future energy programming in Canada necessary after a period of unpredictability and fluctuation within the energy field we have recently experienced both domestically and internationally.

Canadians have witnessed an improvement in the Canadian economy vis-a-vis reduced inflation and increased consumer spending. The lower inflation rates have certainly been aided by the government's 6 and 5 program, and we congratulate the government for that achievement.

The CAA shares the concern over the continuing high unemployment rate and the stagnation and difficulties experienced in many sectors of the Canadian economy. In fact, the government's concern has given rise to the establishment of Parliamentary committees, advisory committees, and sectoral task forces to review existing problems and identify possible solutions, and as a consequence increasing pressure has been applied to the federal government to take strong action.

Indeed some would have the federal government spend vast amounts of money which would inevitably increase the federal budget deficit beyond its current unacceptable level. The CAA would suggest that these kinds of huge expenditures injecting money directly into the Canadian economy are not necessary at this time as they would undoubtedly spur another round of inflation and slow the progress already realized through the 6 and 5 program.

Rather, the CAA has a very real solution to a very real problem and by bringing this solution to the attention of the Senate Committee our hope is that it will be adopted as a recommendation for the Committee to pass on to the government. The benefits for both the government and the people of Canada are obvious.

Honourable Senators, as you search for new policies that will strengthen the energy programs of this country, you surely must hold grave concern over the existing penalties imposed on the tourism and travel sector by the N.E.P. which have given rise to an increasing travel trade deficit. This travel deficit has

ment devrait notamment éliminer la taxe d'accise sur l'essence, supprimer le droit spécial de canadianisation et ramener la taxe de vente fédérale sur les carburants de transport au niveau fixe antérieur à 1981.

Le mémoire se termine en réassurant le gouvernement que l'ACA et ses clubs membres continueront d'inciter les gouvernements provinciaux et l'industrie pétrolière à maintenir le prix de l'essence au plus bas niveau possible. Le présent mémoire comprend également, sous forme d'Annexe A, le texte du mémoire présenté au ministre des Finances à l'automne de 1982.

Mémoire au Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles

Mai 1984

Messieurs les sénateurs, vos délibérations sur le Programme énergétique national comptent peut-être parmi les plus importantes de l'année. Elles mettront sans doute en marche le processus de planification de la programmation énergétique éventuelle au Canada, qui s'impose après cette période d'imprévisibilité et de fluctuation dans le domaine énergétique, que nous avons vécue tant au pays qu'au plan international.

Les Canadiens ont enregistré une amélioration de l'économie canadienne, comme en témoignent l'inflation réduite et l'accroissement du pouvoir d'achat du consommateur. Le fléchissement des taux d'inflation a sûrement été encouragé par le programme de 6 et 5 p. 100 du gouvernement fédéral, et nous le félicitons de cette réussite.

L'ACA est également préoccupée par le taux de chômage élevé, qui se maintient, et par le marasme et les difficultés enregistrés dans plusieurs secteurs de l'économie canadienne. En réponse à ses préoccupations, le gouvernement a créé des comités parlementaires, des comités consultatifs, et des groupes de travail sectoriels, pour examiner les problèmes actuels et identifier les solutions possibles, ce qui, par voie de conséquence, a suscité des pressions accrues sur le gouvernement fédéral pour l'amener à prendre des initiatives déterminantes.

Bien entendu, certaines personnes voudraient que le gouvernement fédéral dépense d'importantes sommes, ce qui accroîtrait inévitablement le déficit du budget fédéral, au-delà du niveau actuel jugé inacceptable. L'ACA estime que ce type de grandes dépenses visant à injecter de l'argent directement dans l'économie canadienne, n'est pas nécessaire à ce stade, puisqu'une telle initiative susciterait sans aucun doute une autre flambée d'inflation et ralentirait les progrès déjà accomplis grâce au programme de 6 et 5.

L'ACA offre plutôt une solution très concrète à un problème très concret, et, en portant cette solution à l'attention du Comité sénatorial, nous espérons qu'il la fera sienne et la recommandera au gouvernement. Les avantages de cette solution tant pour le gouvernement que pour la population du Canada sont manifestes.

Messieurs les sénateurs, comme vous êtes à la recherche de nouvelles politiques visant à renforcer les programmes énergétiques de ce pays, vous êtes sans doute fort préoccupés par les pénalités actuellement imposées par le PÉN au secteur du tourisme et des voyages, pénalités qui se sont traduites par un déficit croissant dans l'industrie des voyages, déficit qui a des



a serious negative impact on the health of the Canadian economy.

The Minister of State for Small Business and Tourism has undoubtedly apprised all Senators fully of the economic importance of tourism. You will know that tourism is big business in Canada, generating in 1981:

- \$16.6 billion in receipts
- 5 percent of Canada's gross national product
- \$7.7 billion in government revenues
- \$3.8 billion in foreign exchange
- \$2.6 billion in induced investment

You are all no doubt aware that tourism is:

- Canada's fifth largest earner of foreign exchange, preceded only by motor vehicles, natural gas, newspaper print and wood pulp
- recessions-resilient
- engages over 100 thousand businesses, mostly small and primarily Canadian owned
- a large employer in Canada with one in ten Canadians employed directly or indirectly by tourism, creating 1.2 million jobs.

Tourism is an industry that provides jobs for skilled and unskilled workers. When you account for the multiplier effect of tourism dollars in this country, it is rippling through our economy an additional income of 29 billion dollars.

It has been clearly identified that 77 percent of the revenue generated by tourism, measured at \$17.7 billion in 1982, is derived from Canadians travelling in Canada. Eighty-five percent of this travel is accomplished by automobile. It has also been identified that 88 percent of our tourism dollars from foreign tourists comes from Americans visiting in Canada, and of these, 74 percent travel by automobile.

It is significant to note that Tourism Canada has also identified that the growth in Canada's travel trade deficit is directly attributed to the fall-off of automobile travel from the United States. They also report that, had Canada maintained its share of the world tourism pie in 1981 that it had enjoyed 10 years previously, Canada would have enjoyed:

- an additional \$2.2 billion Canadian in receipts,
- 154 thousand new jobs created,
- the \$1.1 billion travel deficit eliminated,
- personal income of \$3.9 billion realized,
- an additional \$1 billion in taxes collected, and
- \$350 million more in potential re-investment income available.

incidences négatives sérieuses pour la santé de l'économie canadienne.

Le ministre d'État à la petite entreprise et au tourisme a sans aucun doute bien renseigné tous les sénateurs sur l'importance économique du tourisme. Vous n'ignorez pas que cette industrie est fort importante au Canada et qu'elle a généré en 1981:

- des revenus de 16,6 milliards de dollars,
- 5 p. 100 du produit national brut du Canada,
- des recettes gouvernementales de 7,7 milliards de dollars,
- des devises étrangères de 3,8 milliards de dollars,
- des investissements de 2,6 milliards de dollars.

Vous savez sans doute également que le tourisme:

- est la cinquième plus grande source de devises étrangères au Canada, après l'industrie des véhicules moteurs, l'industrie du gaz naturel, le papier journal et la pâte à papier,
- qu'elle résiste à l'inflation,
- qu'elle comprend plus de cent mille entreprises commerciales, pour la plupart modestes et appartenant principalement à des Canadiens,
- qu'il s'agit d'un important employeur au Canada, puisqu'un Canadien sur dix travaille directement ou indirectement dans l'industrie touristique, assurant ainsi 1,2 million d'emplois.

L'industrie du tourisme fournit des emplois aux travailleurs spécialisés et non spécialisés. Lorsqu'on tient compte de l'effet multiplicateur du dollar touristique au pays, cette industrie génère un revenu additionnel de 29 milliards de dollars dans notre économie.

On a constaté que 77 p. 100 des recettes générées par le tourisme, établies à 17,7 milliards de dollars en 1982, provient de Canadiens voyageant au Canada et que 85 p. 100 de ces voyages se font par automobile. On a également constaté que 88 p. 100 du dollar touristique provenant de touristes étrangers vient des Américains qui visitent le Canada, et que 74 p. 100 de ceux-ci voyagent en automobile.

Il importe de noter que Tourisme Canada a également identifié que la croissance du déficit commercial des voyages au Canada est directement attribuée à la réduction des voyages en automobile depuis les États-Unis. Cet organisme rapporte également que si le Canada avait conservé en 1981 la part du marché mondial du tourisme qu'il avait durant les dix années précédentes, le Canada aurait:

- tiré des recettes additionnelles de 2,2 milliards de dollars canadiens,
- profité de 154 000 nouveaux emplois,
- constaté l'élimination du déficit de 1,1 milliard de dollars au niveau des voyages,
- enregistré un revenu personnel de 3,9 milliards de dollars,
- prélevé 1 milliard de dollars supplémentaires en taxes,
- et 350 millions de dollars additionnels de recettes disponibles pour fins de réinvestissement.

Surely, then, immediate action to increase automobile tourism is essential to ensure positive economic recovery for Canada.

The facts speak for themselves. Clearly, the obvious solution to this problem is to encourage both domestic and U.S. automobile tourism in Canada. It has been identified that the high cost of gasoline is a major cause of reduced auto travel to Canada. Currently, Canadian gasoline prices are on average 20 percent higher than gasoline prices in the United States.

While it may be argued that gasoline is only a part of the cost of a vacation, market experience has demonstrated that the price of gasoline is the barometer by which most people choose whether and where to travel. The cost of meals and hotels can be easily reduced by sacrificing somewhat on quality, but a family cannot reduce their gasoline costs.

The CAA brings to the attention of the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources the fact that there is a direct relationship between the decrease of auto tourism from the United States and higher Canadian gasoline prices. When gasoline prices in Canada are uncompetitive with U.S. prices, auto touring from the U.S. declines. Evidence to this effect appears in graph form in Appendix B. Canada cannot compete for auto tourism as long as the present price differential exists.

Unless the government of Canada acts immediately to reduce the cost of gasoline, Canada will not experience an increase in auto touring which means tourism, as an important economic sector, will continue to decline. The Government has the power to change that by reducing taxes and special charges applied to gasoline.

We have shared with Ministers, Members of Parliament and Senior Public Servants on previous occasions our concerns regarding the excessive taxation on gasoline. This Committee may recall that the Canadian Automobile Association and its two million members were one of the first agencies outside of Government to provide support to the concept of developing higher petroleum pricing in Canada to achieve the goals of the National Energy Program. In recent past, the CAA has raised concerns regarding the excessive revenues derived from special charges and taxes on gasoline by the Federal Government which go beyond the stated objectives in the National Energy Program. We have pointed out that a reduction in these taxes would not only stimulate that economy, but would provide an opportunity to remove an inequitable penalty imposed on motorists through taxation.

The CAA has continued to monitor this Program and believes that the Government today is still collecting revenues far in excess of the expenditures required from the special charges and taxes over and above the corporate taxes received from the petroleum industry. From the information available to us, we believe the revenue in the 1983-1984 fiscal year, collected from special charges and taxes, to be over \$1 billion more than required to fund expenditures of the NEP. The con-

On constate que des mesures immédiates s'imposent pour accroître le tourisme automobile et ainsi assurer le redressement économique du Canada.

Les faits sont éloquentes. Manifestement, la solution évidente à ce problème consiste à encourager le tourisme automobile au Canada, tant chez les Canadiens que chez les Américains. On a précisé que le prix élevé de l'essence constitue une cause majeure de la baisse des voyages en automobile au Canada. Actuellement, l'essence au Canada coûte en moyenne 20 p. 100 plus cher qu'aux États-Unis.

D'aucune feront valoir que l'essence n'est qu'un élément du coût des vacances; l'expérience marchande a toutefois démontré que le prix de l'essence est le baromètre qui permet aux gens de décider s'ils feront un voyage et d'arrêter leur destination. Le coût des repas et de l'hébergement peut être facilement réduit en faisant certains sacrifices au niveau de la qualité; la famille ne peut toutefois pas réduire ses frais d'essence.

L'ACA attire l'attention du Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles sur le fait qu'il existe une relation directe entre la réduction du tourisme automobile, départ des États-Unis, et le prix plus élevé de l'essence au Canada. Lorsque le prix de l'essence au Canada ne concurrence pas le prix américain, les voyages en automobile, départ des États-Unis, diminuent. L'Annexe B illustre ce phénomène sous forme graphique. Le Canada ne peut être concurrentiel au niveau du tourisme automobile, aussi longtemps que sera maintenu l'écart de prix actuel.

A moins que le Gouvernement du Canada n'agisse immédiatement pour réduire le prix de l'essence, le Canada ne connaîtra pas d'accroissement des voyages en automobile, ce qui veut dire que le tourisme, comme secteur économique important, continuera à décliner. Le gouvernement peut modifier cette situation en réduisant les taxes et les droits spéciaux qui frappent l'essence.

Nous avons exprimé à des ministres, à des députés et à des hauts fonctionnaires, à plusieurs reprises, nos préoccupations concernant la taxation excessive de l'essence. Ce Comité se rappellera peut-être que l'Association canadienne des automobilistes et ses deux millions de membres ont figuré parmi les premiers organismes non gouvernementaux à soutenir l'idée d'un relèvement du prix du pétrole au Canada pour réaliser les objectifs du Programme énergétique national. Ces derniers temps, l'ACA a exprimé ses préoccupations concernant les revenus excessifs tirés des taxes et droits spéciaux imposés sur l'essence par le gouvernement fédéral, au-delà des objectifs avoués du Programme énergétique national. Nous avons également fait valoir qu'une réduction de ces taxes non seulement stimulerait l'économie, mais fournirait également l'occasion de supprimer une pénalité inéquitable imposée aux automobilistes, par l'entremise du régime de taxation.

L'ACA a continué de surveiller ce programme et estime que le gouvernement, aujourd'hui, prélève encore des recettes dépassant nettement les dépenses requises, par l'imposition de taxes et de droits spéciaux, en plus d'imposer le revenu des sociétés de l'industrie pétrolière. En nous basant sur les renseignements disponibles, nous estimons que les recettes générées par les taxes et les droits spéciaux, en 1983-1984, dépasseront le montant requis pour financer les dépenses du PEN dans une



tinuation of these discriminating and unjustified taxes is unfair. Higher gasoline prices were initially sold to and accepted by Canadians as being essential to achieve the goals and objectives of the National Energy Program. Canadians are not prepared to accept higher prices for any other reason.

Under these circumstances, we submit to the Senate Committee that a reduction in the special charges and taxes currently applied on petroleum products would not only be hailed by all Canadians as a very positive economic step, as demonstrated by the residents of Saskatchewan at the time of their last election, but would also provide stimulus to the Canadian economy primarily through the tourism sector. In addition the government has the opportunity to remove inequities in the current taxation system to the economic benefit and fairness of all Canadians. In this respect, the CAA believes the Standing Senate Committee would serve the best interests of all Canadians in responding to this problem by recommending to the Government of Canada:

- removing the excise tax on gasoline
- discontinuing the Canadian Ownership Special Charge,
- reverting the Federal sales tax on transportation fuels back to the fixed-tax level of 1.5 cents per litre that existed in 1980.

The CAA is not unaware of the understandable resistance to reduce level of income to the Federal Government at a time when Canadians are confronted with the largest deficit ever. However, we submit that an initiative to decrease revenues through taxation of petroleum products will be more than justified by the realization of benefits gained through the economic stimulation both in the tourism sector and in the general economy. To highlight the returns of such an economic stimulation, it is worth noting that on average, \$14 thousand of new tourism expenditure creates one new job and for every \$1 million of incremental tourism receipts, seventy-one jobs are created.

Let us repeat that had Canada maintained the share of the world tourism pie in 1981 that we enjoyed in 1972, we would have:

- an additional \$2.2 billion in receipts
- 154 thousand new jobs created
- the \$1.1 billion travel deficit eliminated
- personal income of \$3.9 billion realized
- an additional \$1 billion in taxes collected, and
- \$350 billion more in potential re-investment income.

In addition, reduced gasoline prices would effect an incremental impact on many other sectors of the economy such as the automotive industry, and would also increase consumers' disposable income.

In support of CAA's recommendations for an initiative through an adjustment in the N.E.P. concerning the removal of the excise tax on gasoline, the discontinuance of the Canadian Ownership Special Charge and the reversion to a

proportion of 1 milliard de dollars. Il est injuste de maintenir ces taxes discriminatoires et injustifiées. La hausse du prix de l'essence a été acceptée par les Canadiens comme étant essentielle à la réalisation des buts et des objectifs du Programme énergétique national. Les Canadiens ne sont pas disposés à payer des prix plus élevés pour un autre motif.

Dans ce contexte, nous disons au Comité sénatorial qu'une réduction des taxes et des droits spéciaux visant actuellement des produits pétroliers ne serait pas seulement accueillie par tous les Canadiens comme une mesure économique très positive, comme l'ont démontré les résidents de la Saskatchewan lors de la dernière élection, mais que cette initiative constituerait également un stimulant pour l'économie canadienne, principalement par l'entremise de l'industrie touristique. Le gouvernement a aussi l'occasion de supprimer les iniquités du régime de taxation existant au bénéfice des Canadiens et en toute équité pour eux. A cet égard, l'ACA estime que le Comité sénatorial permanent servirait au mieux les intérêts de tous les Canadiens en réagissant à ce problème en recommandant au Gouvernement du Canada:

- de supprimer la taxe d'accise sur l'essence,
- d'abandonner le droit spécial de canadianisation,
- de ramener la taxe de vente fédérale sur les carburants de transport au niveau fixe de 1,5 cent le litre, qui existait avant 1980.

L'ACA n'est pas sans connaître la résistance explicable du gouvernement fédéral à réduire ses revenus à un moment où les Canadiens sont confrontés au plus important déficit de leur histoire. Nous estimons toutefois qu'une initiative visant à réduire les revenus générés par l'imposition des produits pétroliers, sera plus que compensée par les bénéfices générés par la stimulation économique réalisés tant dans l'industrie du tourisme que dans l'économie en général. Pour illustrer les avantages d'une telle stimulation économique, notons qu'en moyenne, une dépense nouvelle de 14 000 \$ dans le secteur touristique crée un nouvel emploi et que chaque million de dollars de nouvelles recettes touristiques entraîne la création de 71 emplois.

Nous répétons: si le Canada avait maintenu en 1981 la part du marché touristique mondial qu'il avait en 1972, nous aurions enregistré

- des recettes additionnels de 2,2 milliards de dollars,
- la création de 154 nouveaux emplois,
- l'élimination du déficit des voyages de 1,1 milliard de dollars,
- la réalisation de revenus personnels de 3,9 milliards de dollars,
- la perception de 1 milliard de dollars en taxes,
- des revenus supplémentaires de 350 millions de dollars disponibles pour fins de réinvestissement.

Par ailleurs, la réduction du prix de l'essence aurait un effet progressif sur plusieurs autres secteurs de l'économie, notamment sur l'industrie de l'automobile, et accroîtrait également le revenu disponible du consommateur.

A l'appui des recommandations de l'ACA, visant l'ajustement du PEN par la suppression de la taxe d'accise sur l'essence, l'abandon du droit spécial de canadianisation et le



fixed Federal Sales Tax on transportation fuels, we offer the following comments.

#### *Excise Tax on Gasoline:*

The gasoline excise tax is a discriminatory tax application on the private motorist. Canadians have shown good faith by downsizing their automobiles. Many Canadians have no other means of transportation to and from their place of employment, and certainly no more efficient means. This tax discourages tourism activity and depresses the level of economic activity which could give such a tremendous boost to all Canadians. It also contributes to the price differential between Canadian and U.S. gasoline prices which keeps American tourists away in droves. This tax applies to use of the automobile primarily for tourism and the necessary trip to work for many Canadians.

#### *Canadian Ownership Charge:*

The Canadian Ownership Special Charge, introduced to finance the entry of Petro-Canada into the Canadian petroleum marketplace, has now fulfilled its purpose. The size of Petro-Canada is now quite satisfactory. Since early 1983-1984, when the charge was no longer necessary to provide funds for Petro-Canada, it has provided \$500 million to the federal government to use, if necessary, to buy into Dome Petroleum to keep the company solvent, although this now appears unnecessary. Since that time the charge has not been required at all, yet continues to draw revenues from petroleum consumers at a rate of \$800 million per year. The CAA is very concerned over recent remarks by the Minister for Energy, Mines and Resources that the government is retaining this charge to provide general operating revenue. We are very concerned because this tax applies to all transportation fuels thus raising the cost of travel. It is now time to withdraw the Canadian Ownership Special Charge.

#### *Federal Sales Tax on Transportation Fuels:*

The sales tax on gasoline, diesel fuel and aviation fuel for transportation use should not be applied as an ad valorem tax. The change in 1980 from a fixed tax of 1.5 cents per litre to an ad valorem tax of 9 per cent, immediately preceded the rapid rise in crude oil prices under the federal/provincial agreements. This caused the level of the sales tax to double in a very short period of time, placing an unfair additional burden on the motorist. This tax, due to its ad valorem nature is a tax on tax because it applies to the price of the fuel after other federal taxes and charges have been applied. The sales tax on transportation fuels must be reverted to a fixed tax at its previous level of 1.5 cents per litre.

The last time we met with the Minister of Finance, he expressed his concern that provinces may simply absorb any gasoline tax break given to Canadians and his concern on the high level of provincial gasoline taxes applied in some prov-

retour à une taxe de vente fédérale fixe sur les carburants de transport, nous offrons les commentaires suivants:

#### *Taxe d'accise sur l'essence:*

La taxe d'accise sur l'essence constitue une taxe discriminatoire imposé à l'automobiliste privé. Les Canadiens ont montré leur bonne foi en réduisant la masse de leurs véhicules. Plusieurs Canadiens n'ont pas d'autre moyen de transport pour se rendre à leur travail, et, certainement pas de moyen plus efficace. Cette taxe décourage l'activité touristique et déprime le niveau de l'activité économique, qui pourrait nettement encourager tous les Canadiens. Elle contribue également à maintenir l'écart de prix qui existe entre le prix canadien et le prix américain de l'essence, facteur qui éloigne les touristes américains. Cette taxe s'applique à l'utilisation de l'automobile servant principalement au tourisme et aux déplacements essentiels entre le foyer et le lieu de travail de plusieurs Canadiens.

#### *Droits de canadianisation:*

Le droit spécial de canadianisation, prélevé pour financer l'entrée de Petro-Canada sur le marché pétrolier canadien, a permis de réaliser l'objectif visé. La taille de Petro-Canada est actuellement fort satisfaisante. Depuis le début de l'exercice 1983-1984, alors que ce droit n'était plus nécessaire au financement de Petro-Canada, ce droit a fourni 500 millions de dollars au gouvernement fédéral qui s'en servira au besoin, pour acquérir des intérêts dans Dome Petroleum et assurer la solvabilité de l'entreprise, même si cette mesure ne semble plus nécessaire. Même si ce droit n'est plus requis, on continue quand même à tirer des recettes des consommateurs de pétrole au rythme de 800 millions de dollars par an. L'ACA est très préoccupée par les remarques récentes du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, voulant que le gouvernement maintienne ce droit pour obtenir des ressources qui seront affectées à l'exploitation générale. Ceci nous préoccupe beaucoup, parce que cette taxe s'applique à tous les carburants de transport, ce qui augmente le coût des voyages. Le temps est maintenant venu d'abolir ce droit spécial de canadianisation.

#### *Taxe de vente fédérale sur les carburants de transport:*

La taxe de vente sur l'essence, le carburant diesel et le carburéacteur, destinés aux transports, ne devrait pas prendre la forme d'une taxe ad valorem. Les modifications, adoptées en 1980, transformant une taxe fixe de 1,5 cent le litre en une taxe ad valorem de 9 p. 100, ont précédé immédiatement le relèvement rapide du prix du brut, prévu dans les ententes fédérales/provinciales. Ceci a eu pour effet de doubler le taux de la taxe de vente, en très peu de temps, imposant ainsi à l'automobiliste un fardeau additionnel injuste. Cette taxe, en raison de son caractère ad valorem, constitue une taxe composée, puisqu'elle s'applique au prix du carburant après l'imposition des autres taxes et droits fédéraux. La taxe de vente sur les carburants de transport doit redevenir une taxe fixe, au niveau antérieur de 1,5 cent le litre.

La dernière fois que nous avons rencontré le ministre des Finances, celui-ci se disait préoccupé par le fait que les provinces pourraient bien tout simplement profiter des allègements fiscaux sur l'essence consentis aux Canadiens, et sa préoccupa-

inces. We understood those concerns and CAA clubs have raised these issues with their respective provincial governments. The Province of Quebec, which has the highest gasoline taxes and prices in North America, is a good example. The Automobile et Touring Club du Québec met with the provincial government and made representations on behalf of CAA members respecting these concerns. Some relief was provided to Quebec motorists and tourists alike with a small reduction to the sales tax, however Quebec continues to have the highest tax levels on the continent. Our Quebec club will continue to press the provincial government for further tax reductions on gasoline.

Even in the Province of Alberta where there is no provincial sales tax on gasoline, CAA's Member Club, the Alberta Motor Association, included these concerns in its submission to their provincial government. Similar representations have taken place in other provinces.

The CAA accepts these concerns and has assured the government full support in guarding against provincial encroachment on the gasoline relief that could be extended as noted in this brief.

Finally, the CAA has continued to monitor the gasoline pricing activity of the oil industry. For example, prior to January 1, 1983, the date the government lowered the Petroleum Compensation Charge, CAA contacted all major oil companies encouraging them to pass the reduction on to the consumer and advised them that CAA would closely monitor the prices at the pumps. Our January survey indicated that the full savings had not been passed along to the consumer. We again contacted the industry and were pleased to find that in our February price survey, the reductions were reflected in the pump price.

In conclusion the CAA is convinced that the federal government's reduction of gasoline taxes offers the most immediate, equitable, and most cost effective solution to increased automobile tourism in Canada by both Canadians and Americans. The net result will be hundreds of millions of dollars re-injected into the Canadian economy creating jobs, increasing government revenues, and benefiting all Canadians.

The government recognized the importance of Tourism in the Speech from the Throne and we hope the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources will also recognize this importance in your final report on the National Energy Program.

Respectfully submitted,

J. P. Gagnon, President

Canadian Automobile Association

tion concernant le niveau élevé des taxes provinciales sur l'essence pouvait être vérifiée dans certaines provinces. Nous avons compris ces préoccupations et les clubs membres de l'ACA ont abordé ces questions avec les divers gouvernements provinciaux. La province de Québec, qui perçoit la plus forte taxe sur l'essence et où le prix de l'essence est le plus élevé de toute l'Amérique du Nord, constitue un bon exemple à cet égard. Automobile et Touring Club du Québec a rencontré le gouvernement provincial pour lui exprimer les préoccupations des membres de l'ACA à cet égard. Une certaine aide a été consentie aux automobilistes du Québec et aux touristes, grâce à une petite réduction de la taxe de vente; toutefois, les niveaux de taxation au Québec sont les plus élevés de tout le continent. Notre club du Québec continuera d'inciter le gouvernement provincial à consentir d'autres réductions de taxes sur l'essence.

Même en Alberta, où il n'y a pas de taxe de vente provinciale sur l'essence, le club membre de l'ACA, l'Alberta Motor Association, a inclus ces préoccupations dans le mémoire présenté au gouvernement provincial. Des démarches semblables ont été faites dans d'autres provinces.

L'ACA reconnaît le bien-fondé de ces préoccupations et a assuré le gouvernement de son appui entier pour essayer de faire en sorte que les gouvernements provinciaux ne tirent pas parti indûment des réductions éventuelles de taxes sur l'essence.

Enfin, l'ACA a continué de surveiller les pratiques de détermination du prix de l'essence dans l'industrie pétrolière. Ainsi, par exemple, avant le 1<sup>er</sup> janvier 1983, date à laquelle le gouvernement a réduit le droit d'indemnisation pétrolière, l'ACA a communiqué avec toutes les grandes sociétés pétrolières pour les inciter à faire profiter le consommateur de cette réduction et les a avisées que l'ACA surveillerait étroitement les prix demandés à la pompe. Notre étude de janvier a révélé que l'économie n'avait pas été entièrement transmise au consommateur. Nous avons communiqué une fois de plus avec l'industrie et nous avons eu le bonheur de constater, dans notre étude de février sur les prix, que les réductions se reflétaient au niveau du prix à la pompe.

En conclusion, l'ACA est convaincue que la réduction par le gouvernement fédéral des taxes sur l'essence offre la solution la plus immédiate, la plus équitable et la plus rentable pour stimuler le tourisme automobile au Canada, tant chez les Canadiens que chez les Américains. Une telle initiative se traduira par la réinjection de centaines de millions de dollars dans l'économie canadienne, ce qui se traduira par la création d'emplois et l'accroissement des recettes gouvernementales et profitera à tous les Canadiens.

Le gouvernement a reconnu l'importance du tourisme dans le discours du trône et nous espérons que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles reconnaîtra également cette importance dans son rapport définitif sur le Programme énergétique national.

Avec nos hommages,

Le Président de l'Association canadienne  
des automobilistes  
M. J. P. Gagnon



## APPENDIX

OBJECTIVES  
OF THE

## CANADIAN AUTOMOBILE ASSOCIATION

The Canadian Automobile Association is the federation of all the non-profit provincial and municipal automobile clubs in Canada.

The objectives of CAA are:

- To promote, develop and implement programs and information relating to the rights, responsibilities and needs of the motorist as a consumer.
- To further the interests of the motorists generally throughout Canada.
- To maintain the rights and privileges of those who use motor vehicles.
- To promote rational legislation governing the use of such vehicles.
- To assist in and encourage the maintenance of good roads throughout Canada.
- To advocate a reasonable regard on the part of motorists for the rights of others using the highway.
- To undertake and promote publications in the interests of the Association.
- To do all such things as are incidental to or otherwise germane to the attainment of the above objectives.

## CAA OFFICERS

|                          |                                      |
|--------------------------|--------------------------------------|
| President                | J. P. Gagnon, CA<br>Quebec City      |
| 1st Vice-President       | R. G. Brodie<br>Vancouver            |
| 2nd Vice-President       | C. J. Phelan<br>Winnipeg             |
| Immediate Past President | R. F. Richardson, P.Eng.<br>Waterloo |
| Executive Vice-Président | R. B. Erb<br>Ottawa                  |

## CAA MEMBER CLUB CHIEF ELECTED OFFICERS

|   |                               |
|---|-------------------------------|
| British Columbia Automobile Association | T. E. Loughheed<br>Penticton  |
| Alberta Motor Association               | W. E. Selby<br>Calgary        |
| Saskatchewan Motor Club                 | K. A. Eggum<br>Prince Albert  |
| Manitoba Motor League                   | A. M. Poyser<br>Winnipeg      |
| Ontario Motor League—Provincial         | W. J. D. Stewart<br>Kitchener |
| Ontario Motor League—Toronto Club       | J. B. Vaughan<br>Toronto      |

## ANNEXE

LES OBJECTIFS  
DE L'ASSOCIATION  
CANADIENNE DES AUTOMOBILISTES

L'Association canadienne des automobilistes est une fédération de tous les clubs d'automobilistes provinciaux et municipaux à but non lucratif au Canada.

Les objectifs de l'ACA sont les suivants:

- Promouvoir, développer et mettre en œuvre des programmes et des renseignements concernant les droits, les responsabilités et les besoins des automobilistes, perçus comme consommateurs.
- Promouvoir les intérêts des automobilistes, en général, par tout le Canada.
- Faire valoir les droits et les privilèges des personnes qui utilisent des véhicules moteurs.
- Promouvoir l'adoption de lois avisées pour régir l'utilisation de ces véhicules.
- Aider et encourager l'entretien des routes par tout le Canada.
- Favoriser le civisme chez les automobilistes et le respect des droits des autres personnes qui utilisent les routes.
- Préparer et promouvoir des publications qui répondent aux intérêts de l'Association.
- Prendre toutes les initiatives favorisant la réalisation de ces objectifs.

## BUREAUX DE L'ACA

|                                |                                       |
|--------------------------------|---------------------------------------|
| Président                      | J. P. Gagnon, CA<br>Québec            |
| 1 <sup>er</sup> vice-président | R. G. Brodie<br>Vancouver             |
| 2 <sup>e</sup> vice-président  | C. J. Phelan<br>Winnipeg              |
| Président sortant              | R. F. Richardson, Ing. P.<br>Waterloo |
| Vice-président administratif   | R. B. Erb<br>Ottawa                   |

PRINCIPAUX ADMINISTRATEURS ÉLUS DES  
CLUBS MEMBRES DE L'ACA

|   |                               |
|---|-------------------------------|
| British Columbia Automobile Association | T. E. Loughheed<br>Penticton  |
| Alberta Motor Association               | W. E. Selby<br>Calgary        |
| Saskatchewan Motor Club                 | K. A. Eggum<br>Prince-Albert  |
| Manitoba Motor League                   | A. M. Poyser<br>Winnipeg      |
| Ontario Motor League—Provincial         | W. J. D. Stewart<br>Kitchener |
| Ontario Motor League—Toronto Club       | J. B. Vaughan<br>Toronto      |



|   |                               |   |                               |
|---|-------------------------------|---|-------------------------------|
| CAA Windsor Club                                    | V. F. Hawkeswood<br>Windsor   | CAA Windsor Club                                    | V. F. Hawkeswood<br>Windsor   |
| Hamilton Automobile Club                            | A. L. MacKay<br>Hamilton      | Hamilton Automobile Club                            | A. L. MacKay<br>Hamilton      |
| Automobile et Touring Club du Québec                | J. Allaire, Q.C.<br>Laval     | Automobile et Touring Club du Québec                | J. Allaire, C.R.<br>Laval     |
| Maritime Automobile Association                     | I. A. Thompson<br>Halifax     | Maritime Automobile Association                     | I. A. Thompson<br>Halifax     |
| Newfoundland and Labrador<br>Automobile Association | B. A. Delahunty<br>St. John's | Newfoundland and Labrador<br>Automobile Association | B. A. Delahunty<br>St. John's |

ANNEX A

ANNEXE A

BRIEF SUBMITTED TO THE  
MINISTER OF FINANCES

FALL, 1982

## EXECUTIVE SUMMARY

- This submission compliments and supports the Federal Government's 6 and 5 restraint program and urges the Federal Government to initiate further positive action to reduce inflation and demonstrate application of the 6 and 5 objectives.
- The submission acknowledges that in spite of strong private sector support for the Federal 6 and 5 program there are widespread indications that the private sector is looking to the Federal Government for specific applications of these guidelines. This would reinforce continued and expanded private sector support, which is essential if the 6 and 5 program is to achieve its stated goals.
- The submission offers positive solutions to reduce the level of inflation and strengthen Federal Government credibility and voter confidence by
  - removing the excise tax on gasoline;
  - rolling back the sales tax on transportation fuels to a fixed tax;
  - rolling back the National Energy Plan's (NEP's) special charges and taxes.

This positive federal government action will stimulate economic recovery by:

- reducing the cost of gasoline immediately by 3.3¢ per litre (15¢ per gallon),
- reducing future petroleum price increases,
- saving consumers \$2 billion dollars during the first year,
- strengthening private sector support for the objective of the 6 and 5 program based on strong federal government leadership, and,
- restoring individual confidence in the economy and in government.

- In support of these solutions the submission notes:

(1) While Canadians initially supported increased costs in the price of petroleum energy to achieve self-sufficiency and security of supply, they at no time have demonstrated support for taxation of this commodity beyond this level.

MÉMOIRE PRÉSENTÉ AU  
MINISTRE DES FINANCES

À L'AUTOMNE DE 1982

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

- Ce mémoire appuie le programme de restriction de 6 et 5 mis de l'avant par le gouvernement fédéral et l'incite à prendre d'autres mesures positives pour réduire l'inflation et illustrer l'application du programme 6 et 5.
- Le mémoire reconnaît qu'en dépit d'un soutien important au programme fédéral 6 et 5 par l'entreprise privée, le secteur privé attend toujours du gouvernement fédéral des applications spécifiques de ces lignes directrices. Ceci renforcerait le soutien soutenu et accru du secteur privé, essentiel à la réalisation des objectifs avoués du programme 6 et 5.
- Le mémoire offre des solutions positives pour réduire l'inflation et renforcer la crédibilité du gouvernement fédéral et la confiance de l'électeur en
  - supprimant la taxe d'accise sur l'essence;
  - en ramenant la taxe de vente sur les carburants de transport à un taux fixe;
  - en réduisant les taxes et les droits spéciaux du PÉN.

Cette initiative positive du gouvernement fédéral stimulera le redressement économique:

- en réduisant le coût de l'essence, immédiatement, de 3,3¢ le litre (15¢ le gallon),
- en réduisant les hausses éventuelles du prix du pétrole,
- en permettant au consommateur d'économiser 2 milliards de dollars durant la première année,
- en renforçant le soutien par l'entreprise privée de l'objectif du programme 6 et 5, grâce à un leadership fédéral vigoureux et
- en restaurant la confiance placée par le citoyen dans l'économie et le gouvernement.

- A l'appui de ces solutions, le mémoire note ce qui suit:

1) Même si les Canadiens ont au départ soutenu les hausses de prix de l'énergie pétrolière pour réaliser l'auto-suffisance énergétique et la sécurité d'approvisionnement,

## (2) Federal Government income from

- excise tax on gasoline;
- increased sales tax on transportation fuels and;

—NEP special charges and taxes;

is far in excess (10.2 billion, 1982/83 to 1985/86) of the level of Federal Government spending required to achieve the NEP goals of self-sufficiency and security of supply. In addition to the above, federal revenue from petroleum industry corporate income tax is projected at \$16.3 billion during 1982/83 to 1985/86.

## (3)

- The excise tax on gasoline;
- increased sales tax on transportation fuels and;

—NEP special charges and taxes;

have created unnecessarily high prices for Canadian gasoline—a commodity that is non-replaceable but essential to the transportation requirements of many Canadians.

The excessive unnecessarily high cost of gasoline has:

(a) significantly contributed to Canadian inflation and will further fuel inflation if NEP scheduled price increases are applied at levels higher than the 6 and 5 guidelines;

(b) placed an unnecessary financial hardship on many low income earners. More than half of all Canadians commuting to work must use their private automobiles;

(c) reduced tourism income and thereby placed in jeopardy many small tourism-oriented businesses and tourism industry employment. 85 per cent of Canadian tourism travel is by automobile.

(4) The excise tax on gasoline is discriminatory as it is applied to gasoline for personal auto use only, (this includes essential travel to work and tourism) and is inequitable as it forces one sector of the petroleum consuming Canadians to subsidize all other users.

(5) The present application of ad valorem sales tax on transportation fuels is not similar to other sales tax applications as it is a tax on a product, the price of which is set by Government regulations and taxations, thus creating a pyramid effect of tax on taxes.

ils n'ont jamais manifesté d'appui à une taxation de ce produit au-delà de ce niveau.

## 2) Le revenu tiré par le gouvernement fédéral de

- la taxe d'accise sur l'essence,
- de la taxe de vente accrue sur les carburants de transport et
- des taxes de droits spéciaux du PÉN,

dépasse nettement (10,2 milliards de dollars, entre 1982-1983 et 1985-1986) le niveau des dépenses fédérales requises pour réaliser les objectifs du PÉN en matière d'autosuffisance énergétique et de sécurité d'approvisionnement. En plus de ce revenu, les recettes fédérales provenant de l'impôt sur le revenu des sociétés pétrolières devraient s'établir à 16,3 milliards de dollars, entre 1982-1983 et 1985-1986.

## 3)

- la taxe d'accise sur l'essence,
- la hausse de la taxe de vente sur les carburants de transport et
- les taxes et droits spéciaux du PÉN

ont créé des prix inutilement élevés en ce qui concerne l'essence canadienne, un produit non remplaçable mais essentiel pour subvenir aux besoins de transport de plusieurs Canadiens.

Le coût inutilement élevé de l'essence a

a) nettement contribué à l'inflation canadienne et alimentera davantage l'inflation si les relèvements de prix prévu dans le PÉN sont appliqués à des niveaux supérieurs aux consignes de 6 et 5;

b) imposé un fardeau financier non nécessaire à plusieurs gagne-petit; en effet, plus de la moitié de tous les Canadiens doivent utiliser leur automobile pour se rendre au travail;

c) réduit les recettes touristiques et par conséquent menacé plusieurs petites entreprises axées sur le tourisme et l'emploi dans cette industrie; 85 p. 100 des voyages touristiques des Canadiens se font en automobile.

4) La taxe d'accise sur l'essence est discriminatoire puisqu'elle s'applique à l'essence utilisée uniquement à des fins personnelles (ceci comprend les déplacements essentiels pour aller au travail et les voyages touristiques) et elle est inéquitable puisqu'elle force une partie des Canadiens qui consomment du pétrole à subventionner les autres usagers.

5) L'application actuelle de la taxe de vente ad valorem sur les carburants de transport est différente des autres applications de la taxe de vente, puisqu'il s'agit d'une taxe sur un produit dont le prix est déterminé par voie de réglementations et par des taxes gouvernementales, créant ainsi un effet pyramidal par la taxation ajoutée à d'autres taxes.

• The Federal Government should reduce general expenditures by the amount of income lost through energy tax reductions rather than increase the national deficit. Many

• Le gouvernement fédéral devrait réduire ses dépenses générales en fonction des pertes de revenu causées par la réduction des taxes sur l'énergie, au lieu d'accroître le déficit



small and large Canadian businesses have also been required to reduce expenditures to remain in operation.

- Charges and taxes on petroleum fuels applied as a consequence of the NEP (including the excise tax on gasoline and the ad valorem sales tax on gasoline and diesel fuels) should be applied equitably on all users and should be used solely to obtain the goals of the NEP. In no case should these funds be used by government as general operating revenue or to reduce operating deficits.

Submission to the  
Honourable Marc Lalonde  
Minister of Finance

The two million member Canadian Automobile Association is pleased to express its support for the federal government's six and five restraint program. We believe the program could provide a sound base for economic recovery in Canada when coupled with further positive initiatives and policies from both government and the private sector.

Indeed, it is encouraging to see the widespread support and voluntary adherence to the restraint guidelines in the private sector and the demonstrated leadership as taken by the federal government. It is evident however, that there is a need for assertive leadership in the area of prices regulated by government, especially as they relate to energy, in order to assure public support for the restraint program. The CAA believes this continued public support can be maintained by improving the taxation policies on petroleum currently imposed on motorists.

According to Statistics Canada, the Transportation Price Index posted an increase second only to the Tobacco and Alcohol Price Indicator increase over the year July 1981 to July 1982. Rising 13.8 per cent, this index rose much faster than the All Items CPI, which rose at 10.8 per cent. Gasoline rose by nearly 20 per cent in cost on average across Canada, and was a major contributor to the high Transportation Index.

In consideration of the taxation of energy by the federal government and the recommendations outlined in this submission, you will recall that CAA was an early supporter of the goals of the National Energy Program (NEP) and the need for higher petroleum prices to achieve those goals. A recent survey of CAA members has shown that members support the goals of the NEP and the required taxes to achieve those goals, but that CAA members do not support additional taxes under the NEP to provide the government with excess general income. You will recall the voter response to the 18¢ excise tax proposed by the Conservative Government and the proposal to eliminate the provincial sales tax in Saskatchewan. We recognize that there has been progress toward the achievement of the NEP goals. Canadians are consuming much less oil; the Canadian petroleum and natural gas industry is now nearly 35

national. Plusieurs entreprises canadiennes, grandes et petites, ont également été invitées à réduire leurs dépenses pour poursuivre leurs activités.

- Les droits et les taxes appliqués aux carburants pétroliers par suite de l'adoption du PÉN (y compris la taxe d'accise sur l'essence et la taxe de vente ad valorem sur l'essence et les carburants diesel) devraient être appliqués équitablement à tous les usagers et ne devraient servir qu'à la réalisation des objectifs du PÉN. Le gouvernement ne devrait jamais utiliser le produit de ces taxes pour payer ses frais d'exploitation générale ou encore pour réduire ses déficits d'exploitation.

Mémoire à l'honorable Marc Lalonde  
Ministre des Finances

L'Association canadienne des automobilistes, forte de ses deux millions de membres, a le plaisir d'exprimer son appui au Programme fédéral de restriction de 6 et 5. Nous croyons que ce programme pourrait servir de bon point de départ pour relancer l'économie du Canada, en alliant ce programme à d'autres initiatives et politiques positives tant gouvernementales que privées.

Bien entendu, il est encourageant de constater, dans le secteur privé, le soutien généralisé et l'adhérence volontaire aux lignes directrices de restriction, ainsi que le leadership manifesté par le gouvernement fédéral. Il est toutefois évident qu'un leadership affirmatif s'impose dans le secteur des prix réglementé par le gouvernement, tout particulièrement dans le domaine de l'énergie, pour assurer le soutien public au programme de restriction. L'ACA estime que ce soutien public soutenu pourra être maintenu en améliorant les politiques fiscales relatives au pétrole, actuellement imposées aux automobilistes.

Selon Statistique Canada, l'Indice du prix des transports a enregistré la deuxième plus importante hausse, après l'Indice du prix des tabacs et de l'alcool, durant l'année comprise entre juillet 1981 et juillet 1982. Avec une hausse de 13,8 p. 100, cet indice a augmenté beaucoup plus rapidement que l'IPC pour tous les items, qui a enregistré une hausse de 10,8 p. 100. L'essence a augmenté en moyenne de près de 10 p. 100, à l'échelle du Canada, ce qui a nettement contribué à la hausse de l'Indice du prix des transports.

Au moment d'examiner la taxation de l'énergie par le gouvernement fédéral et les recommandations formulées dans ce mémoire, vous vous rappellerez que l'ACA a été l'un des premiers organismes à soutenir les objectifs du Programme énergétique national (PÉN) et la nécessité de relever les prix du pétrole pour atteindre ces buts. Une étude récente auprès des membres de l'ACA a révélé que ceux-ci appuient les objectifs du PÉN et les taxes nécessaires à l'atteinte de ces objectifs, mais qu'ils ne soutiennent pas les taxes additionnelles adoptées dans le cadre du PÉN pour fournir au gouvernement des revenus généraux excédentaires. Vous vous rappellerez la réaction des électeurs au projet de taxe d'accise de 18¢ mis de l'avant par le gouvernement conservateur et au projet de suppression de la taxe de vente provinciale en Saskatchewan. Nous reconnaissons que des progrès ont été accomplis au niveau de la réa-



per cent Canadian owned; and exploration is revealing large new reserves of oil in Canada.

We are concerned that despite the willingness Canadians have shown to convert away from oil heat, reduce driving, drive more fuel efficient cars and accept higher prices of petroleum fuels, the level of the National Energy Program charges and taxes yields revenue far in excess of the required Program expenditures and is unnecessarily fueling inflation. As shown in Appendix I, projected federal taxes and special charges levied under the National Energy Program, for the next four years, will exceed NEP expenditures by \$10.2 billion. This does not include corporate income tax collections from the industry during the same period of \$16.3 billion. If corporate income tax were included, the government would collect \$26.5 billion in excess of energy expenditures.

In order to control inflation, gain public support for the 6 and 5 program, and reduce the excessive taxes and charges in an essential area of our economy, we recommend:

- removal of the excise tax on gasoline;
- rolling back the sales tax on transportation fuels;
- rolling back the NEP's unnecessary special charges and taxes.

Today the automobile is a fuel efficient vehicle. In fact, automobiles are becoming more fuel efficient each year, surpassing the fuel efficiency goals set down by the federal government. According to our CAA Vehicle Durability Survey of January 1982, which involved over 22,000 Canadian motorists, automobiles have reduced their average fuel consumption from 15.5 litres per 100 kilometres (18.2 miles per gallon) in 1975 to 10.4 litres per 100 kilometres (27.2 miles per gallon) in 1982, a one-third reduction in fuel consumption. Canadian motorists have shown that they are willing to conserve fuel for the goal of petroleum self-sufficiency and automobile manufacturers have proven they have the capability to produce the vehicles required to achieve this goal, by engine and vehicle structure technological improvements and downsizing.

The automobile is an essential transportation mode for Canadians. Ninety per cent of Canadian passenger travel is by automobile and for the vast majority of trips, the automobile is a practical and fuel efficient mode of travel. For intercity travel only the intercity bus is a more efficient mode and for urban travel only core-oriented trips can be accomplished by a more efficient mode, public transit, but this mode accounts for only 20 per cent of urban travel.

lisation des objectifs du PÉN. Les Canadiens consomment beaucoup moins de pétrole, l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel appartient maintenant à des intérêts canadiens dans une proportion atteignant presque 35 p. 100, et l'exploration révèle de nouvelles réserves de pétrole importantes au Canada.

Nous sommes préoccupés par le fait que, malgré la bonne foi démontrée par les Canadiens pour abandonner le mazout, réduire leur kilométrage, conduire des voitures moins énergivores et payer des prix plus élevés pour les carburants de pétrole, le niveau des taxes et des droits imposés dans le cadre du Programme énergétique national génère des recettes nettement supérieures aux dépenses requises par le programme et encourage inutilement l'inflation. Comme l'indique l'Annexe I, les droits spéciaux et les taxes fédérales prélevés dans les cadres du Programme énergétique national, durant les quatre prochaines années, dépasseront de 10,2 milliards de dollars les dépenses du PÉN. Ceci ne comprend pas l'impôt sur le revenu des sociétés, prélevé dans cette industrie, durant cette même période, impôt évalué à 16,3 milliards de dollars. En incluant l'impôt sur le revenu des sociétés, le gouvernement prélèverait 26,5 milliards de dollars de plus que les dépenses engagées au titre de l'énergie.

Pour maîtriser l'inflation, obtenir l'appui public au programme 6 et 5 et réduire les taxes et les droits excessifs dans un secteur aussi essentiel de notre économie, nous recommandons:

- la suppression de la taxe d'accise sur l'essence,
- la réduction de la taxe de vente sur les carburants de transport,
- et la réduction des taxes et des droits spéciaux non nécessaires du PÉN.

L'automobile est maintenant un véhicule efficace sur le plan de la consommation de carburant. En fait, les automobiles deviennent de plus en plus efficaces, à ce chapitre, chaque année, et dépassent les objectifs de rendement établis par le gouvernement fédéral. Selon notre étude sur la durabilité des véhicules, faite en janvier 1982 auprès de plus de 22,000 automobilistes canadiens, les automobiles ont réduit leur consommation de carburant moyenne de 15,5 litres par cent kilomètres (18,2 milles au gallon), en 1975, à 10,4 litres par cent kilomètres (27,2 milles au gallon) en 1982, soit une réduction de consommation de carburant d'un tiers. Les automobilistes canadiens ont démontré qu'ils veulent économiser le carburant pour réaliser l'objectif de l'autosuffisance pétrolière et les fabricants d'automobiles ont démontré qu'ils peuvent fabriquer les véhicules requis pour réaliser cet objectif, en apportant des améliorations technologiques au moteur et à la structure du véhicule et en réduisant la masse.

L'automobile constitue un mode de transport essentiel pour les Canadiens; 90 p. 100 des voyages passagers de Canadiens se font par automobile et, pour la grande majorité des déplacements, l'automobile s'avère un moyen pratique et efficace au niveau du carburant consommé. Pour les déplacements interurbains, seul l'autobus interurbain s'avère un mode de transport plus efficace et, dans le cas des déplacements urbains, seuls les déplacements vers le centre ville peuvent se faire par un mode

There is no competitive alternate automotive fuel to gasoline at the current time and this places the consumer in a vulnerable position. Many motorists driving to and from their work place have no other mode available to them and must drive. In fact, recent information from Statistics Canada shows that 4.8 million Canadians, that is, more than 50 per cent of all Canadians commuting to work, have no choice but to drive their private vehicles to their place of employment.

The high level of gasoline taxation is also hurting the Canadian tourist industry, which annually contributes \$16.5 billion to the Canadian economy. Eighty-five per cent of Canadian travel in Canada for tourism is by automobile. Tourists may well choose to spend their holiday dollars in the U.S., where gasoline prices are lower and appear to be dropping further below Canadian prices. The U.S. price for unleaded gasoline (full service) at 46.1¢ per litre (\$2.09 per gallon) is 1.7¢ per litre (7.7¢ per gallon) less than in Canada where the average price is 47.8¢ per litre (\$2.17 per gallon).

The U.S. has an open market for crude oil and therefore is at world price. Yet in Canada, where the price of crude oil is fixed well below world price, taxation pushes the cost to the consumer much higher.

The high level of taxes now applied to gasoline has been responsible for an excessively high consumer price for the commodity. The average Canadian who drives 18,000 kilometres (10,800 miles) per year and achieves 11 litres per 100 kilometres (26 miles per gallon) paid \$230 for regular leaded gasoline in 1972 at a price of 11.7¢ per litre (53.3¢ per gallon) and this year will pay \$840 for the same gasoline at a price of 42.4¢ per litre (\$1.93 per gallon). This represents an increase of 262 per cent in the price of gasoline, which must be entirely absorbed by the consumer.

#### EXCISE TAX

Mr. Minister, how can the government possibly justify the continuation of the discriminatory excise tax on gasoline, applied only to private motorists, recognizing that the automobile is energy efficient and an essential component of the transportation requirements of Canadians? This tax is unjust as it forces Canadians to pay higher prices for gasoline needed to get to work and to sustain our tourism industry. This tax is also unfair as it requires only one portion of Canadians to subsidize all other petroleum users. Surely the government must recognize the wisdom of removing the discriminatory, unfair excise tax on gasoline.

#### SALES TAX

The federal sales tax on transportation fuels should be reverted to a fixed tax, at its 1980 level of 1.5¢ per litre and applied to all petroleum consumers. Is this tax not discrimina-

de transport plus efficace, le transport en commun, mais ce mode ne représente que 20 p. 100 des déplacements urbains.

Il n'existe pas encore de carburant automobile de rechange concurrentiel pour remplacer l'essence et le consommateur se retrouve donc dans une position vulnérable. Plusieurs automobilistes qui utilisent leur voiture pour se rendre au travail sont forcés d'adopter cette solution faute d'avoir accès à d'autres modes de transport. En fait, les données récentes fournies par Statistique Canada révèlent que 4,8 millions de Canadiens, c'est-à-dire plus de la moitié de tous les Canadiens qui doivent aller au travail, n'ont pas le choix: ils doivent utiliser leur véhicule privé pour se rendre au travail.

La forte taxation de l'essence nuit également à l'industrie touristique canadienne qui contribue chaque année 16,5 milliards de dollars à l'économie canadienne; 85 p. 100 des voyages faits au Canada, par des Canadiens, à des fins de tourisme, se font par automobile. Les touristes peuvent fort bien décider de dépenser leur budget de vacances aux États-Unis, où l'essence coûte moins cher et semble coûter moins cher encore en regard des prix canadiens. Le prix américain de l'essence sans plomb (avec service), à 46,1¢ le litre (2,09 \$ le gallon), coûte 1,7¢ le litre (7,7¢ le gallon) de moins qu'au Canada, où le prix moyen s'établit à 47,8¢ le litre (2,17 \$ le gallon).

Le marché du pétrole brut est libre aux États-Unis et celui-ci s'y vend donc au prix mondial. Toutefois, au Canada, où le prix du brut est fixé bien en deça du prix mondial, la taxation porte le coût imposé au consommateur à un niveau beaucoup plus élevé.

Le niveau élevé des taxes qui frappent actuellement l'essence explique le prix excessivement élevé payé par le consommateur pour ce produit. Le Canadien moyen qui parcourt 18,000 kilomètres (10,800 milles) par année et tire cent kilomètres par onze litres (26 milles au gallon) a payé 230 \$ pour acheter de l'essence régulière avec plomb en 1972, au prix de 11,7¢ le litre (53,3¢ le gallon); cette année, il devra verser 840 \$ pour cette même essence, au prix de 42,4¢ le litre (1,93 \$ le gallon). Ceci constitue une hausse du prix de l'essence de 262 p. 100, hausse devant être absorbée entièrement par le consommateur.

#### TAXE D'ACCISE

Monsieur le ministre, comment le gouvernement peut-il justifier le maintien de la taxe d'accise discriminatoire sur l'essence, frappant seulement les automobilistes privés, tout en reconnaissant que l'automobile est efficace sur le plan énergétique et qu'il s'agit d'un élément essentiel à la satisfaction des besoins de transport des Canadiens? Cette taxe est injuste parce qu'elle force les Canadiens à payer plus cher l'essence requise pour aller au travail et pour soutenir notre industrie touristique. Cette taxe est également injuste puisqu'elle ne force qu'une partie des Canadiens à subventionner tous les autres usagers de pétrole. Il ne fait aucun doute que le gouvernement se doit de reconnaître la sagesse de supprimer cette taxe d'accise injuste et discriminatoire sur l'essence.

#### TAXE DE VENTE

La taxe de vente fédérale sur les carburants de transport devrait être ramenée à un taux fixe, au niveau de 1980, soit 1,5¢ le litre, et être appliquée à tous les consommateurs de



tory, as it forces the transportation sector to subsidize all other taxpayers? This tax was changed from a fixed specific tax to an ad valorem tax in 1980, resulting in a doubling of the tax in two years. This tax is fueling inflation by compounding the increased cost to the consumer each time the scheduled price increases for petroleum take effect according to the agreement of September 1981 between the petroleum producing provinces and the federal government. The federal government, by applying an ad valorem tax, is practicing double taxation on a commodity which is controlled in price by the federal government and is largely made up of taxes. This tax should be reverted to its level of 1980 and back to a fixed charge.

### SPECIAL CHARGES AND TAXES

The remaining special charges and taxes levied under the NEP should be reduced to the level which yields sufficient revenue for the federal government to meet requirements of the National Energy Program expenditures, but does not produce excess revenues. By rolling back these excessive charges, the federal government will reduce consumer taxes by 2 billion dollars in the current year thus stimulating the economy.

Recognizing that federal NEP revenue can be rolled back and still meet NEP forecast expenditures, no further revenue increases are needed by the federal government. Further scheduled price increases to crude oil should be reduced by the federal share.

Under these circumstances, it is unacceptable that the government should extend the Canadian Ownership Charge to fund financial support for Dome Petroleum. If indeed this is an appropriate allocation, this should be financed out of the present level of taxation, part of which is now being diverted to other uses.

### COPING WITH REDUCED INCOME

CAA recognizes that the measures outlined in this submission will reduce income to the federal government at a time when the national deficit, interest rates, and inflation, are difficult to control.

Mr. Minister, we see two alternatives to cope with the loss of income:

- (a) reduce expenditures
- (b) increase the revenue base

The reduction of expenditures should be given the first and highest consideration. Private business has shown however that the challenge can be met by reviewing and reducing the costs of operation.

If any further revenue is essential, this should be obtained from an assessment of all Canadians on the broadest possible base and not burdened on one sector of the consuming public, as it is now.

Given these options, we believe the Canadian public would not support increasing the national debt.

pétrole. Cette taxe n'est-elle pas discriminatoire, puisqu'elle force le secteur des transports à subventionner tous les autres contribuables? Cette taxe a été modifiée en 1980 pour passer d'une taxe spécifique fixe à une taxe ad valorem, ce qui a eu comme résultat de doubler la taxe en deux ans. Cette taxe alimente l'inflation puisqu'elle multiplie le coût accru payé par le consommateur chaque fois qu'il y a relèvement prévu du prix du pétrole, conformément à l'entente conclue en septembre 1981 entre les provinces productrices de pétrole et le gouvernement fédéral. En appliquant une taxe ad valorem, le gouvernement fédéral impose une double taxation sur un produit dont le prix est régi par le gouvernement fédéral et constitué en grande partie de taxes. Cette taxe devrait être ramenée au niveau de 1980 et redevenir un droit fixe.

### TAXES ET DROITS SPÉCIAUX

Les autres taxes et droits spéciaux perçus dans le cadre du PÉN devraient être ramenés à un niveau générant des recettes suffisantes pour permettre au gouvernement fédéral de payer les dépenses du Programme énergétique national, mais non de générer des revenus excédentaires. En réduisant ces droits excessifs, le gouvernement fédéral réduira les taxes à la consommation de 2 milliards de dollars, pour l'année en cours, créant ainsi un stimulant pour l'économie.

Comme les recettes fédérales dans le cadre du PÉN peuvent être réduites tout en payant les dépenses prévues du PÉN, rien n'exige un accroissement supplémentaire de recettes. Les autres hausses de prix prévues du brut devraient être réduites à même la marge fédérale.

Dans ce contexte, il est inacceptable que le Gouvernement du Canada prolonge la période de perception du droit de canadienisation pour assurer un soutien financier à la Dome Petroleum. Si cette affectation s'avère appropriée, celle-ci devrait être financée à même les niveaux actuels de taxation, dont une partie est actuellement affectée à d'autres utilisations.

### FAIRE FACE À UNE DIMINUTION DE RECETTES

L'ACA reconnaît que les mesures préconisées ici réduiront les recettes du gouvernement fédéral à un moment où le déficit national, les taux d'intérêt et l'inflation s'avèrent difficiles à maîtriser.

Monsieur le ministre, nous voyons deux façons de faire face à cette diminution de recettes:

- a) réduire les dépenses
- b) étendre la base fiscale

La réduction des dépenses devrait être sérieusement envisagée. Les entreprises privées ont toutefois démontré que le défi peut être relevé par l'analyse et la réduction des frais d'exploitation.

Si d'autres revenus s'avèrent essentiels, ceux-ci devraient être obtenus par la voie fiscale, c'est-à-dire par l'imposition de tous les Canadiens, sur la base la plus large possible, et non pas imposés à une partie du public consommateur, comme c'est le cas actuellement.

Compte tenu de ces options, nous croyons que le public canadien ne pourrait appuyer une orientation préconisant l'accroissement de la dette nationale.



## CONCLUSION

Mr. Minister, by reducing the level of taxation of petroleum products as recommended in this submission, the federal government can show Canadians that it is committed to the objectives of the 6 and 5 restraint program. This will produce public support for the government program, increase credibility of the government and raise consumer confidence in the economy.

By removing the excise tax, reducing the federal sales tax to 1.5¢ per litre, and reducing other NEP taxes to a level required to eliminate the excess federal revenue, the cost of gasoline to the motorist could be immediately reduced by 3.3¢ per litre (15¢ per gallon). In summary, Mr. Minister, CAA:

- COMPLIMENTS THE GOVERNMENT OF CANADA ON THE 6 AND 5 RESTRAINT PROGRAM.
- URGES THE GOVERNMENT OF CANADA TO REMOVE THE EXCISE TAX FROM GASOLINE.
- URGES THE GOVERNMENT OF CANADA TO ROLL BACK THE FEDERAL SALES TAX ON TRANSPORTATION FUELS TO A FIXED RATE OF 1.5¢ PER LITRE.
- URGES THE GOVERNMENT OF CANADA TO ROLL BACK THE REMAINING SPECIAL CHARGES AND TAXES LEVIED UNDER THE NEP TO THE LEVEL REQUIRED TO MEET THE GOALS OF THE NATIONAL ENERGY PLAN.

Respectfully submitted.

R. F. Richardson

President  
Canadian Automobile  
Association

## CONCLUSION

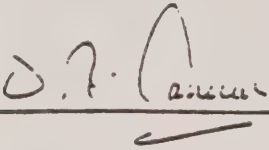
Monsieur le ministre, en réduisant le niveau de la taxation des produits pétroliers, comme nous le recommandons dans le présent mémoire, le gouvernement fédéral peut démontrer aux Canadiens qu'il est déterminé à réaliser les objectifs du programme de restriction de 6 et 5. Ceci générera un soutien public à l'appui du programme gouvernemental, améliorera la crédibilité du gouvernement et la confiance du consommateur dans l'économie.

En supprimant la taxe d'accise, en réduisant la taxe de vente fédérale à 1,5¢ le litre, et en ramenant les autres taxes du PÉN au niveau requis pour éliminer les recettes fédérales excédentaires, le coût de l'essence payé par l'automobiliste pourrait être réduit immédiatement de 3,3¢ le litre (15¢ le gallon). En bref, monsieur le ministre, L'ACA

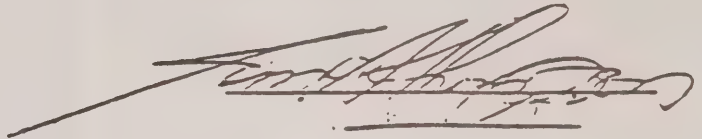
- FÉLICITE LE GOUVERNEMENT DU CANADA POUR SON PROGRAMME DE RESTRICTION DE 6 ET 5;
- INCITE LE GOUVERNEMENT DU CANADA À SUPPRIMER LA TAXE D'ACCISE SUR L'ESSENCE;
- INCITE LE GOUVERNEMENT DU CANADA À RAMENER LA TAXE DE VENTE FÉDÉRALE SUR LES CARBURANTS DE TRANSPORT AU TAUX FIXE DE 1,5¢ LE LITRE;
- INCITE LE GOUVERNEMENT DU CANADA À RÉDUIRE LES AUTRES TAXES ET DROITS SPÉCIAUX PERÇUS DANS LE CADRE DU PÉN AU NIVEAU REQUIS POUR RÉALISER LES OBJECTIFS DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL.

Avec les hommages du Président de l'Association  
canadienne des automobilistes  
R. F. Richardson

D. F. Cameron, M.D.  
President  
Alberta Motor Association



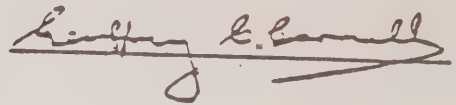
Ian Thompson  
President  
Maritime Automobile Association



Jean Allaire, c.r.  
President  
Automobile et Touring Club  
de Montréal



G. C. Carnell  
President  
Newfoundland & Labrador  
Automobile Association



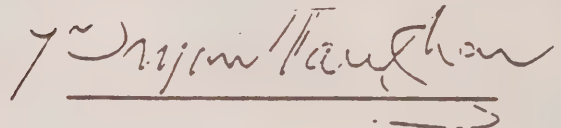
E. Lougheed  
President  
British Columbia  
Automobile Association

R. B. Warren  
President  
Ontario Motor League-  
Provincial Association



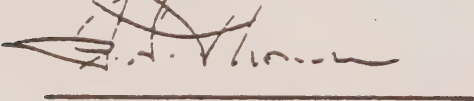
Claude Ferron  
President  
Club Automobile du Québec

J. B. Vaughan  
Chairman of the Board  
Ontario Motor League-  
Toronto Club

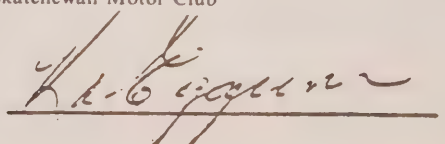
J. S. Thomson  
President  
Hamilton Automobile Club

D. G. Morand  
President  
Ontario Motor League-Windsor

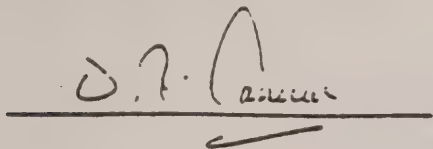



J. A. Eastman  
President  
Manitoba Motor League

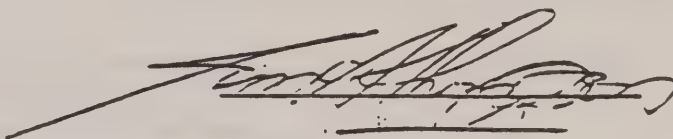
K. A. Eggum  
Chairman of the Board  
Saskatchewan Motor Club

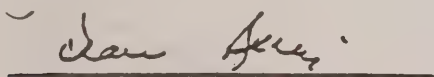
Le Président  
Alberta Motor Association  
D. F. Cameron, M.D.



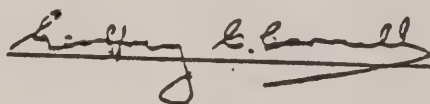
Le Président  
Maritime Automobile Association  
Ian Thompson



Le Président  
Automobile et Touring Club  
de Montréal  
Jean Allaire, c.r.

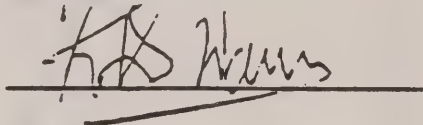


Le Président  
Newfoundland & Labrador  
Automobile Association  
G. C. Carnell



Le Président  
British Columbia  
Automobile Association  
E. Loughheed

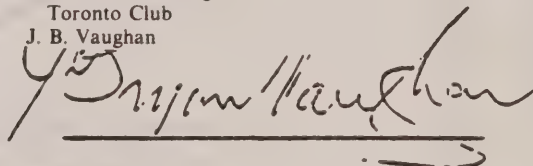
Le Président  
Ontario Motor League-  
Provincial Association  
R. B. Warren



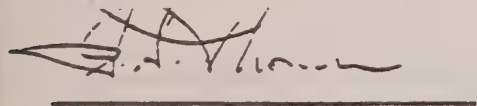
Le Président  
Club Automobile du Québec  
Claude Ferron



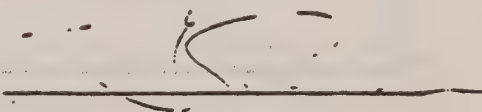
Le Président du Conseil  
Ontario Motor League-  
Toronto Club  
J. B. Vaughan



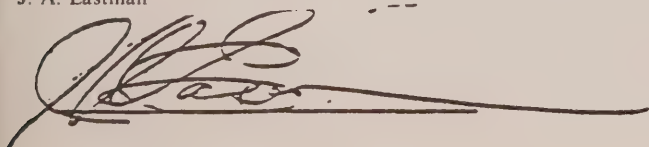
Le Président  
Hamilton Automobile Club  
J. S. Thomson



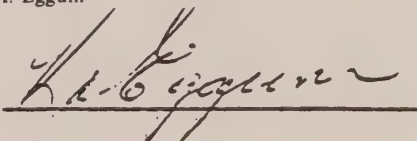
Le Président  
Ontario Motor League-Windsor  
D. G. Morand



Le Président  
Manitoba Motor League  
J. A. Eastman



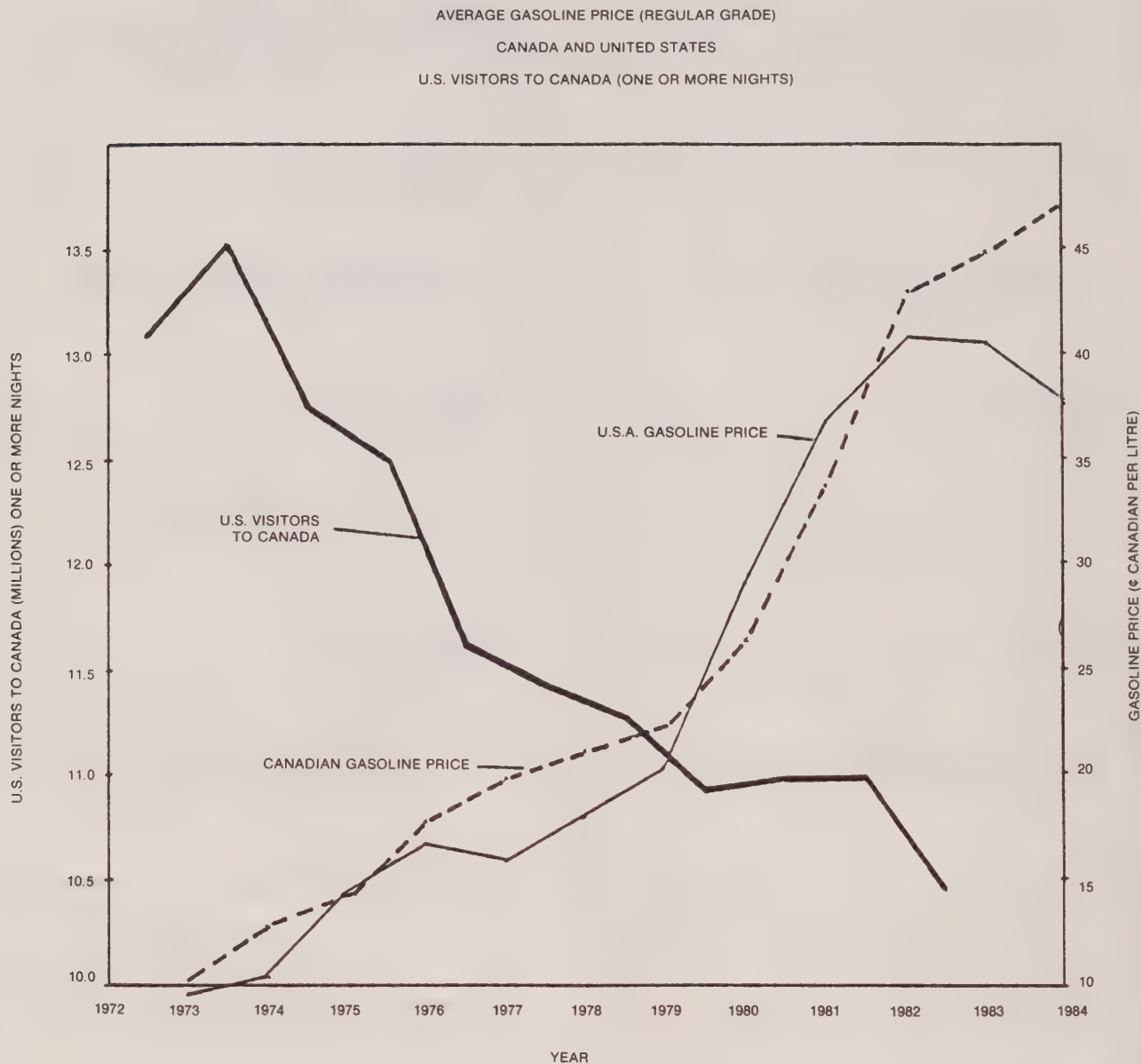
Le Président du Conseil  
Saskatchewan Motor Club  
K. A. Eggum





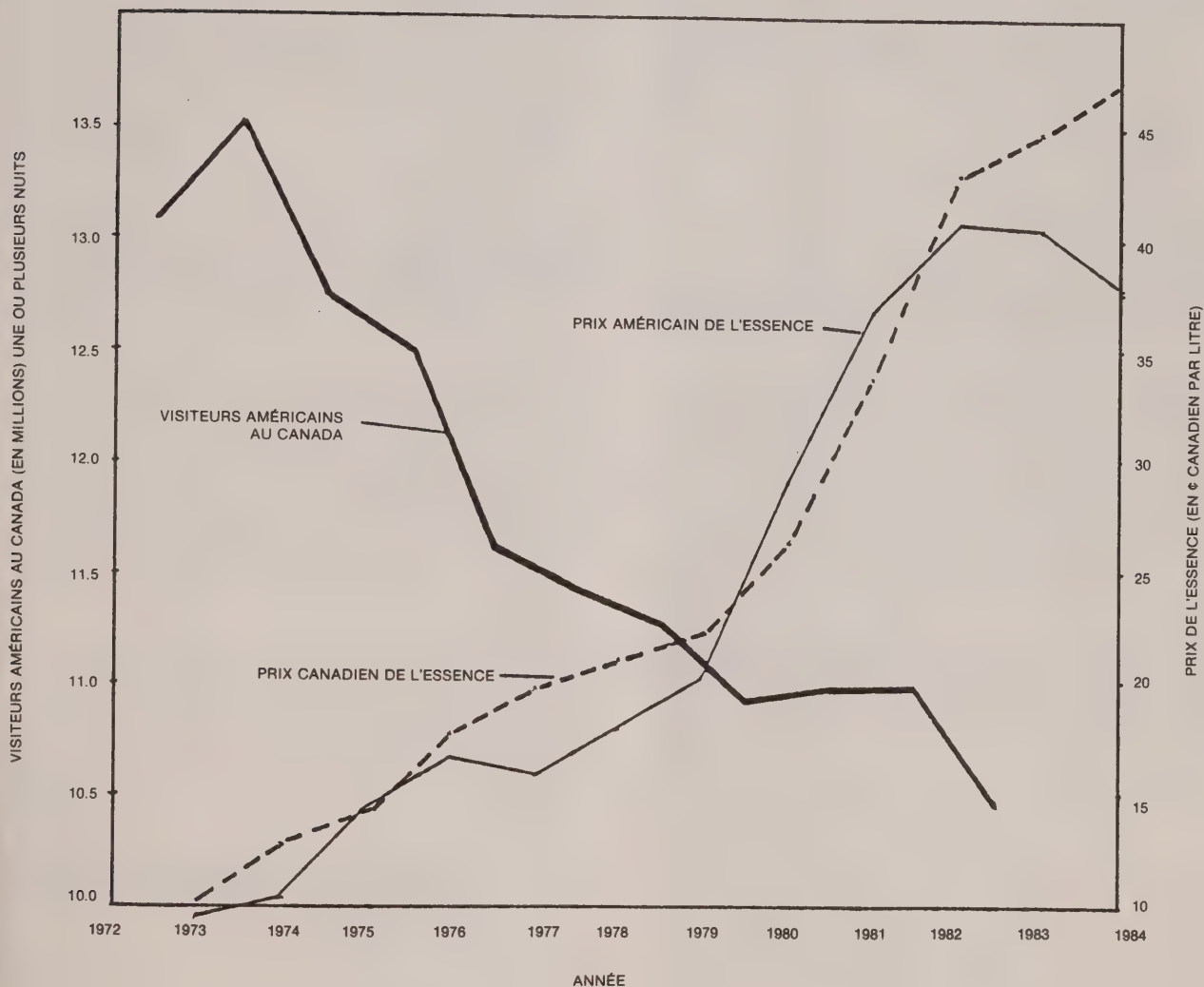
## ANNEX B

## GAZOLINE PRICES AND TOURISM ACTIVITY



## PRIX DE L'ESSENCE ET ACTIVITÉ TOURISTIQUE

PRIX MOYEN DE L'ESSENCE (CATÉGORIE RÉGULIÈRE)  
CANADA ET ÉTATS-UNIS  
VISITEURS AMÉRICAINS AU CANADA (UNE OU PLUSIEURS NUITS)



## ANNEX C

## ANNEXE C

FEDERAL GOVERNMENT PETROLEUM REVENUES  
AND ENERGY EXPENDITURES

## Federal Government Petroleum Revenues and Energy Expenditures

| Federal Petroleum Tax Revenue                                | Fiscal Year |                 |
|--|-------------|-----------------|
|  | (000,000)   |                 |
|  | 1982/83     | 1983/84         |
| Corporate Income Tax   | 2265        | 2481            |
| Downstream Income Tax  |             |                 |
| Sub-Total Income Tax   |             |                 |
| Special Petroleum Charges:                                   |             |                 |
| Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)                         | 2047        | 2264            |
| Incremental Oil Revenue Tax (IORT)                           | 200         | 175             |
| Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT)                      | 1094        | 484             |
| Oil and Oil Products Export Charges                          | 215         | 162             |
| Petroleum Compensation Charge                                | 3031        | 1838            |
| Canadian Ownership Special Charge                            | 800         | 787             |
| Gasoline Excise Tax  | 405         | 400             |
| Federal Sales Tax on Gasoline, Diesel Fuel and Aviation Fuel | 1061        | 1139            |
| Sub-Total Special Petroleum Charges                          | 8818        | 7510            |
| Federal Energy Expenditures                                  |             |                 |
| Petroleum Compensation Payments                              | 2996        | 2099            |
| add: Decrease in Petroleum Compensation Fund balance         | 35          | 3031 (261) 1838 |
| Petroleum Incentive Payments (PIPs)                          | 1365        | 2264            |
| Transfer to Petro-Canada                                     | 929         | 43              |
| All Other Energy Expenditures                                | 2400        | 2087            |
| Total Energy Expenditures                                    | 7570        | 6493            |
| Net Revenue (including income tax)                           |             |                 |
| Net Revenue (excluding income tax)                           | 1248        | 1017            |

NOTE: The figures for fiscal years 1982-83 and 1983-84 in this table were determined by CAA based on information provided by the Department of Finance, the Department of Energy, Mines and Resources, the Petroleum Monitoring Agency, and other sources.

RECETTES PÉTROLIÈRES DU GOUVERNEMENT  
FÉDÉRAL ET DÉPENSES AU TITRE DE L'ÉNERGIE

## Recettes pétrolières du gouvernement fédéral et dépenses au titre de l'énergie

| Recettes de la taxe fédérale sur le pétrole  | Exercice  |                 |
|--|-----------|-----------------|
|  | (000,000) |                 |
|  | 1982-1983 | 1983-1984       |
| Impôt sur le revenu des sociétés   | 2265      | 2481            |
| Impôt sur le revenu en aval  |           |                 |
| Sous-total impôt sur le revenu   |           |                 |
| Droits pétroliers spéciaux:  |           |                 |
| Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)                               | 2047      | 2264            |
| Taxe progressive sur les recettes pétrolières (TPRP)                               | 200       | 175             |
| Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz (TGNLG)                             | 1094      | 484             |
| Droits d'exportation de pétrole et de produits pétroliers                          | 215       | 162             |
| Droit d'indemnisation pétrolière   | 3031      | 1838            |
| Droit spécial de canadienisation   | 800       | 787             |
| Taxe d'accise sur l'essence  | 405       | 400             |
| Taxe de vente fédérale sur l'essence, le carburant diesel et le carburant réacteur | 1061      | 1139            |
| Sous-total Droits pétroliers spéciaux  | 8818      | 7510            |
| Dépenses fédérales au titre de l'énergie   |           |                 |
| Prestations d'indemnisation pétrolière   | 2996      | 2099            |
| ajouter: Réduction de la balance du Fonds d'indemnisation pétrolière               | 35        | 3031 (261) 1838 |
| Paiements d'encouragement pétrolier (PEP)  | 1365      | 2264            |
| Transfert à Petro-Canada   | 929       | 43              |
| Toutes les autres dépenses reliées à l'énergie                                     | 2400      | 2087            |
| Total des dépenses reliées à l'énergie   | 7570      | 6493            |
| Recettes nettes (comprenant l'impôt sur le revenu)                                 |           |                 |
| Recettes nettes (excluant l'impôt sur le revenu)                                   | 1248      | 1017            |

REMARQUES: Les chiffres de ce tableau pour les exercices 1982-1983 et 1983-1984 ont été déterminés par l'ACA à partir de renseignements fournis par le ministère des Finances, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'Agence de surveillance du secteur pétrolier et d'autres sources.



## APPENDIX "ENR-15B"

The  
Canadian  
Chemical  
Producers'  
Association

Suite 805  
350 Sparks Street  
Ottawa K1R 7S8

Telephone:  
(613) 237-6215

May 3, 1984

The Hon. E. A. Hastings,  
Senator,  
Chairman of the Standing Committee  
on Energy and Natural Resources,  
Room 900,  
Victoria Building,  
Ottawa, Ontario.

Dear Sir:

The Canadian Chemical Producers' Association is a national trade association representing 66 companies who, together, produce over 80 per cent of the chemicals made in Canada having a value of over \$8 billion.

Within the chemical industry, one of the major components is petrochemicals, the output of which was around \$5 billion in 1983. This sector, which soon will consume 20 per cent of all natural gas marketed in Canada is undoubtedly the largest and fastest growing market for natural gas in the country. As well, both natural gas and crude oil are major determinants of the continued viability of the petrochemical sector because they represent the key raw material for the sector, and 50 per cent of the costs of production, on average.

The National Energy Program has had a very severe impact on the current strength and future growth prospects of the Canadian petrochemical industry. The industry has lost around \$250 million in each of 1982 and 1983 and where prospects had been for continued major investments of as much as \$1 billion per year over the current decade, these are now dwindling to almost nothing by 1986.

A Task Force on the Petrochemical Industry was initiated last summer by Ministers Lumley and Chrétien and in February of this year, it submitted its report. The report, which has now been fully endorsed by the Canadian Chemical Producers' Association, described the crucial influence of energy policies on the petrochemical industry and made certain key recommendations in this aspect which, at the same time, would both underpin a stronger energy producing industry and allow the petrochemical industry to make a very positive contribution to the Canadian economy. The recommendations of the Task Force were supported by a number of economic studies carried out by the Institute for Policy Analysis of the University of Toronto and Data Resources of Canada.

## APPENDICE «ERN-15B»

L'Association canadienne  
des fabricants de  
produits chimiques

Suite 805  
350, rue Sparks  
Ottawa K1R 7S8

Numéro de téléphone  
(613) 237-6215

le 3 mai 1984

L'honorable E. A. Hastings, sénateur  
Président du Comité permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Pièce 900  
Édifice Victoria  
Ottawa (Ontario)

Monsieur le sénateur,

L'Association canadienne des fabricants de produits chimiques, une association commerciale nationale, représente 66 entreprises qui, ensemble, produisent plus de 80 p. 100 des produits chimiques fabriqués au Canada, produits dont la valeur est supérieure à 8 milliards de dollars.

L'industrie pétrochimique est l'un des grands secteurs de l'industrie chimique, et, en 1983, sa production a été d'environ 5 milliards de dollars. Ce secteur, qui consommera bientôt 20 p. 100 de tout le gaz naturel commercialisé au Canada, est sans aucun doute le plus important marché de gaz naturel au pays, et sa croissance est la plus rapide. De la même façon, tant le gaz naturel que le pétrole brut sont les principaux éléments qui déterminent la viabilité soutenue du secteur pétrochimique, puisqu'ils constituent la matière première clé de ce secteur et accaparent en moyenne la moitié des coûts de production.

Le Programme énergétique national a eu des répercussions très graves sur la vigueur actuelle et les perspectives de croissance éventuelle de l'industrie pétrochimique canadienne. L'industrie a perdu environ 250 millions de dollars tant en 1982 qu'en 1983 et là où s'offraient des perspectives d'investissements majeurs soutenus pouvant atteindre le milliard de dollars par année, durant la décennie en cours, celles-ci sont maintenant réduites et seront presque nulles en 1986.

Un groupe de travail de l'industrie pétrochimique a été constitué l'été dernier à l'incitation des ministres Lumley et Chrétien et ce groupe a présenté son rapport en février dernier. Ce rapport, maintenant pleinement entériné par l'Association canadienne des fabricants de produits chimiques, décrivait l'influence critique des politiques énergétiques pour l'industrie pétrochimique et formulait certaines recommandations clés à cet égard, susceptibles également de produire une industrie énergétique plus dynamique tout en permettant à l'industrie pétrochimique de faire un apport très positif à l'économie canadienne. Les recommandations du groupe de travail ont été soutenues par un certain nombre d'études économiques réalisées par l'Institut d'analyse politique de l'Université de Toronto et par la société Data Resources of Canada.

We strongly believe that the findings, recommendations and economic studies of the Task Force should form a part of the deliberations and record of the Senate Hearings on the National Energy Program and we are submitting them for this purpose. I should indicate that all industrial members of the Task Force are members of the CCPA.

We further strongly believe that we should have an early opportunity to appear in person before the committee since we represent a particular viewpoint which will not be offered by any other broad grouping appearing before your Committee.

For this purpose, I would greatly appreciate having an opportunity to meet with you personally to further present our case as to why we should be offered the opportunity to appear as soon as possible. I will look forward to hearing from you.

Yours sincerely,

Jean M. Bélanger,  
President.

cc. Mr. C.A. Lussier  
Clerk of the Senate  
Standing Committee on  
Energy & Natural Resources.

Nous sommes convaincus que les constatations, les recommandations et les études économiques du Groupe de travail devraient faire partie des délibérations et du compte rendu des Audiences du Sénat sur le Programme énergétique national, et c'est dans ce but que nous les présentons. Je précise que tous les membres du Groupe de travail représentant des industries sont membres de l'ACFPC.

Nous estimons également que nous devrions avoir l'occasion de rencontrer sous peu les membres du Comité, puisque notre perspective spécifique ne peut être offerte par un autre groupe invité à rencontrer votre Comité.

Pour ce motif, j'aimerais bien avoir l'occasion de vous rencontrer pour mieux préciser notre position et les motifs militant en faveur d'une rencontre hâtive avec le Comité. En espérant recevoir de vos nouvelles bientôt, je vous prie d'agréer, monsieur le sénateur, l'expression de mes sentiments distingués.

Le président,  
Jean M. Bélanger

cc. M. C.A. Lussier  
Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles

## APPENDIX «ENR-15C»

Canadian  
Electrical  
Association

Suite 580  
1 Westmount Square  
Montreal, P.Q. H3Z 2P9  
(514) 937-6181—Télex: 05-267401

May 18, 1984

Hon. Earl A. Hastings  
Chairman  
Senate Committee on Energy  
and Natural Resources  
Room 225, East Block  
Parliament Bldgs., Wellington St.  
Ottawa, Ontario K1A 0A4

Dear Mr. Hastings:

The Canadian Electrical Association represents the electric utility industry across Canada. Our 30 members are responsible for the production, transmission and distribution of most of the electricity used in Canada. We are a highly capital intensive industry with total assets in 1983 of over \$65 billion. Capital expenditures in the same year exceeded \$10 billion, or roughly 15 per cent of fixed business investment (excluding housing and government). We employ over 70,000 Canadians from coast to coast.

A profile of the electric utility industry in Canada is attached as part of a submission developed for the Royal Commission on the *'Economic Union and Development Prospects for Canada'*. This recently-developed submission is appended and will provide the Committee with an up-to-date at the structure of the utility industry in Canada and, as well, provide an indication of the primary concerns which affect it.

In summary, five characteristics signal the growing importance of the electric utility industry within the Canadian economy.

1. The growth rate of the electric utility industry has been more rapid than that of the total economy.

2. Exports of electricity now account for approximately \$1.25 billion annually.

3. Electric utilities are large, capital-intensive businesses accounting for approximately 15 per cent of productive investment in the economy.

4. Electric utilities are an important factor in the long-term bond market representing about 14 per cent of total Canadian net new security issues placed in Canada and abroad.

5. Electric utilities are an integral part of the economic structure of each province, with varying types of generating capability reflecting the resources of the province.

In addressing the subject of your Committee's current hearings, the National Energy Program, it is appropriate to separate its three major thrusts. The Association will confine its comments to addressing the security of oil supply and leave the

## APPENDICE «ERN-15C»

Association  
Canadienne de  
L'Électricité

Suite 580  
1 Westmount Square  
Montréal, P.Q. H3Z 2P9  
(514) 937-6181—Télex: 05-267401

Le 18 mai 1984

L'honorable Earl. A. Hastings, président  
Comité sénatorial de l'énergie  
et des ressources naturelles  
Pièce 225, Édifice de l'Est  
Édifice du Parlement,  
rue Wellington  
Ottawa (Ontario) K1A 0A4

Monsieur le sénateur,

L'Association canadienne de l'électricité représente l'industrie des services d'électricité à l'échelle du Canada. Nos trente membres sont responsables de la production, du transport et de la distribution de la plus grande partie de l'électricité utilisée au Canada. Notre industrie exige beaucoup de capitaux et, en 1983, ses actifs s'établissaient à plus de 65 milliards de dollars. Durant cette même année, les dépenses d'immobilisations ont dépassé 10 milliards de dollars, soit à peu près 15 p. 100 des investissements commerciaux fixes (à l'exclusion du bâtiment et des gouvernements). Nous employons plus de 70 000 Canadiens, d'un océan à l'autre.

Un profil de l'industrie canadienne des services d'électricité est annexé au mémoire préparé pour la *Commission royale sur l'union économique et les perspectives de développement pour le Canada*. Ce mémoire, de rédaction récente, présenté en annexe, fournira au Comité une description à jour de la structure de cette industrie au Canada tout en lui indiquant les principales préoccupations qui l'affectent.

En bref, cinq caractéristiques indiquent l'importance grandissante de l'industrie de l'électricité dans l'économie canadienne:

1. Le taux de croissance de l'industrie des services d'électricité a été plus rapide que celui de l'ensemble de l'économie.

2. Les exportations d'électricité s'établissent actuellement à environ 1,25 milliard de dollars par année.

3. Les entreprises d'électricité exigent beaucoup de capitaux, soit environ 15 p. 100 des investissements productifs engagés dans l'économie.

4. Les entreprises d'électricité sont un facteur important sur le marché des obligations à long terme, et représentent environ 14 p. 100 de l'ensemble des nouvelles émissions canadiennes nettes vendues au Canada et à l'étranger.

5. Les entreprises d'électricité constituent un élément intégral de la structure économique de chaque province, les divers types de capacité de production reflétant les ressources de la province.

Lorsqu'on aborde le sujet des audiences de votre Comité, le Programme énergétique national, il importe d'en isoler les trois principaux éléments. L'Association limitera ses commentaires à la question de la sécurité de l'approvisionnement pétrolier et



other two elements, the Canadianization of the petroleum industry and the equitable sharing of revenues, to other commentators.

In terms of establishing a secure supply of oil, it is clear that electricity has an important contribution to make. As the NEP programming clearly demonstrates, one of the best ways of achieving oil security is to reduce the nation's dependency on that fuel. This is being done through a combination of substitution and conservation initiatives. At the same time, exploration in new areas, such as the off-shore, the Arctic and other promising venues will help to delineate the extent of our domestic oil potential.

Electricity received little attention under the original National Energy Program and its recent update. This, undoubtedly, reflects the general feeling that the electric utility industry has done an effective job in ensuring that adequate supplies of electricity are available to Canadians at all times. It also, undoubtedly, reflects the essentially provincial nature of the electricity industry, most of whose members are provincial crown corporations.

Several points, with respect to the NEP, are made in our submission to the MacDonald Commission, and I would like to emphasize them.

First of all, Canada is self-sufficient in energy per se. In fact, today, we are self-sufficient in oil, albeit lacking the certainty that we will remain so over the longer term. It does not appear to us that the question of overall energy security is one that cannot be relatively easily managed, given our rich resources. The question of oil self-sufficiency may pose more of a problem. In our view, the predominant cause of that problem is oil's vital importance in the transportation sector. We note that something in the area of 63 per cent of secondary petroleum products are consumed by this sector.

In this regard, it would seem appropriate that resources under the National Energy Program be concentrated in solving the problem of alternative transportation fuels. Compressed natural gas, propane and perhaps, in the future, hydrogen offer possible contributions in dealing with this problem.

Electricity, itself, has a role to play with respect to rail, urban transportation and, as the technology evolves, electric cars, as well as in the compression and transmission of natural gas and, perhaps, in future hydrogen production.

In the industrial sector, electricity also has a vital role to play in the displacement of oil. In the area of industrial processes, electric resistance and induction furnaces are proving more efficient than traditional fossil-fuelled ones in the metals industry. Lasers, microwave technology and the application of robotics to production processes, clearly signal an increase in the use of electricity in manufacturing. Similarly, in commercial settings, the growing use of interactive telecommunications and computer technologies in the so-called "office of the future", heralds an increased use of electricity in this area.

laissera à d'autres le soin de commenter les deux autres questions, c'est-à-dire la canadienisation de l'industrie pétrolière et le partage équitable des recettes.

Au chapitre de la constitution d'un approvisionnement pétrolier sûr, il est manifeste que l'électricité a un rôle important à jouer. Comme le démontre clairement la programmation du PÉN, l'une des meilleures façons d'assurer la sécurité de l'approvisionnement pétrolier consiste à réduire la dépendance de notre pays envers le pétrole. Ceci se fait actuellement par une combinaison d'initiatives de remplacement et d'économie. Parallèlement, l'exploration dans de nouvelles régions, notamment en mer et dans l'Arctique, ainsi que d'autres venues prometteuses contribueront à préciser l'importance de notre potentiel pétrolier intérieur.

Le Programme énergétique national original et sa mise à jour récente ont accordé très peu d'attention à l'électricité. Ceci reflète sans aucun doute le sentiment général que l'industrie de l'électricité a bien fait son travail en s'assurant que les Canadiens disposent en tout temps d'approvisionnements d'électricité adéquats. Ceci reflète également sans aucun doute le caractère essentiellement provincial de l'industrie de l'électricité, dont la plupart des membres sont des sociétés de la Couronne provinciale.

Dans notre mémoire à la Commission MacDonald, nous avons abordé plusieurs questions relatives au PÉN, et j'aimerais les reprendre.

Tout d'abord, le Canada est autonome sur le plan énergétique. En fait, aujourd'hui, nous sommes autosuffisants sur le plan pétrolier, même si nous n'avons pas la certitude de pouvoir le demeurer à long terme. La question de la sécurité énergétique générale devrait pouvoir être gérée assez facilement, en raison de l'abondance de nos ressources. La question de l'autosuffisance pétrolière peut s'avérer plus problématique. À notre avis, la cause première de ce problème est l'importance vitale du pétrole dans le secteur des transports. Nous constatons qu'environ 63 p. 100 des produits pétroliers secondaires sont consommés dans ce secteur.

À cet égard, il semblerait approprié de concentrer les ressources générées par le Programme énergétique national à la solution du problème que présente la mise au point de carburants de rechange destinés aux transports. Le gaz naturel comprimé, le propane et, éventuellement, l'hydrogène pourraient peut-être contribuer à résoudre ce problème.

Quant à l'électricité, elle a un rôle à jouer dans le domaine du transport urbain ferroviaire, et, au fur et à mesure qu'évoluera la technologie, dans le domaine des voitures électriques ainsi que dans la compression et le transport du gaz naturel, et, peut-être, éventuellement, dans la production d'hydrogène.

Dans le secteur industriel, l'électricité a également un rôle vital à jouer au niveau du remplacement du pétrole. Dans le secteur des procédés industriels, les fourneaux électriques à résistance et à induction s'avèrent plus efficaces que les fourneaux traditionnels alimentés aux combustibles fossiles dans l'industrie de la métallurgie. La technologie du laser et des micro-ondes et l'application de la robotique aux procédés industriels indiquent manifestement une utilisation accrue de l'électricité dans le secteur de la fabrication. De la même façon, dans les milieux commerciaux, l'utilisation croissante

In terms of commercial and residential space heating, electricity is competitive with oil in virtually all jurisdictions.

Electricity, based on indigenous provincial resources, clearly has an important role to play in ensuring Canadian energy security. The problem which the current National Energy Program poses for the electricity industry is really one of bias. The preoccupation of this program, and those responsible for it, with the plight of the petroleum industry, has led to the establishment of programs which are not always even-handed in design or application.

For instance, the Association has been concerned with the exclusion of electricity as one of the oil-substitution options under the Industrial Conversion Assistance Program (ICAP). The Department of Energy, Mines & Resources' explanation that ICAP is a natural gas support program as opposed to an off-oil program simply does not hold water.

Similarly, recent advertising, paid for and sponsored by Energy, Mines & Resources, has appeared in support of converting residential consumers to natural gas without mentioning the electricity option.

This latter activity is particularly inappropriate as it is dangerous to make blanket statements of advantage between natural gas and electricity in residential oil-substitution opportunities. Too many site-specific factors impinge on an individual's decision as to his/her most economic oil alternative.

The Canadian Electrical Association feels that in dealing with the question of security of oil supply, substitution of alternate energy forms has an important role to play. Electricity's potential contribution, in this regard, is substantial and the industry requires only that a fair and equitable competitive environment be maintained so that the market can determine the proper allocation of respective shares. It feels strongly that the Federal Government has no appropriate role to play in attempting to influence the market via direct retail level interventions. Such activity appears designed to stimulate the rate of revenue recovery from the government's investment in gas infrastructure, regardless of regional economic and energy supply realities.

The question of the associated costs of the substantial support program for the expansion of natural gas distribution and transmission must be balanced against the perceived benefits, but does not justify a federal strategy aimed at revenue recovery at the expense of the most economic allocation of energy resources.

The electric utility industry has demonstrated its ability to provide a dependable and reasonably-priced supply of elec-

des télécommunications interactives et des technologies informatiques dans ce qu'on appelle «le bureau de l'avenir», annonce une utilisation accrue de l'électricité dans ce secteur.

Au niveau du chauffage ambiant dans les secteurs commercial et résidentiel, l'électricité concurrence le mazout, dans presque tous les domaines.

L'électricité, basée sur des ressources provinciales indigènes, a manifestement un rôle important à jouer pour assurer la sécurité énergétique des Canadiens. Le problème que pose le Programme énergétique national actuel pour l'industrie de l'électricité en est vraiment un de favoritisme. L'intérêt manifesté par ce programme et par les personnes qui en sont responsables, à l'égard du fardeau de l'industrie pétrolière, a amené l'adoption de programmes dont la conception et l'application ne sont pas toujours équitables.

Ainsi, par exemple, l'Association comprend mal qu'on ait exclu l'électricité des options de remplacement du pétrole prévues dans le Programme d'aide à la conversion de l'industrie (PACI). L'explication fournie par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources à l'effet que le PACI soit un programme d'encouragement du gaz naturel, par opposition à un programme de remplacement du pétrole, n'est tout simplement pas acceptable.

De la même façon, les campagnes de publicité récentes, payées et parrainées par Énergie, Mines et Ressources, semblaient inciter les consommateurs du secteur résidentiel à se convertir au gaz naturel, sans mentionner l'option électrique.

Cette dernière initiative s'avère spécifiquement inappropriée puisqu'il est dangereux de faire des déclarations générales sur les avantages relatifs du gaz naturel et de l'électricité, pour remplacer le pétrole dans les résidences. Trop de facteurs propres à l'emplacement influencent la décision d'une personne concernant l'option la plus économique pour remplacer le pétrole.

L'Association canadienne de l'électricité estime que lorsqu'on aborde la question de la sécurité de l'approvisionnement pétrolier, la substitution des formes d'énergie de rechange a un rôle important à jouer. La contribution possible de l'électricité, à cet égard, est importante et l'industrie demande seulement le maintien d'un environnement concurrentiel juste et équitable qui permettra au marché de déterminer la répartition appropriée des parts respectives de chaque participant. L'Association est convaincue que le gouvernement fédéral n'a aucun rôle approprié à jouer pour tenter d'influencer le marché par des interventions directes au niveau de la vente au détail. Ce genre d'activité semble avoir été conçu pour stimuler la récupération des recettes générées par les investissements gouvernementaux au titre des infrastructures gazières, sans tenir compte des réalités propres aux régions, à l'économie et à l'approvisionnement énergétique.

La question des coûts associés à l'important programme de soutien pour l'expansion du réseau de transport et de distribution du gaz naturel doit être envisagée à la lumière des avantages anticipés, mais ceci ne justifie pas l'application d'une stratégie fédérale visant la récupération de recettes aux dépens de l'affectation la plus économique des ressources énergétiques.

L'industrie de l'électricité a démontré qu'elle peut assurer un approvisionnement d'électricité fiable à prix raisonnable,



tricity without substantial federal assistance. The industry, at this time, is not without its problems; however, these are being effectively dealt with. The nuclear program in Canada remains an effective supply option despite recent publicity over the need to retube facilities in Ontario. Similarly, we have substantial coal reserves, which make good economic sense in regions where the environmental impact is controllable. Finally, the extensive hydro potential is far from exhausted in a number of provinces. All in all, the future for electricity remains bright based on the exploitation of indigenous and economic provincial resources.

As Energy, Mines & Resources has indicted, electricity is expected to account for almost 50 per cent of our total energy consumption by the year 2000. It is *the* indispensable energy form upon which most advanced technologies will depend. Future security of supply and stability of price requires no federal intervention. The past record proves this. However, it is important that no artificial barriers to its growth be erected inadvertently through biased support programs for other energy forms.

Mr. Chairman, I thank you for this opportunity to put forward the views of the Canadian Electrical Association with respect to the National Energy Program and the role electricity can play. I wish you well in your review of the National Energy Program, and look forward to your findings.

Yours very truly,

Canadian Electrical Association

Milan Nastich  
President

MN/cl  
Enclosure

sans aide fédérale substantielle. Actuellement, l'industrie n'est pas sans problèmes; toutefois, on s'occupe à les résoudre de façon efficace. Le programme nucléaire, au Canada, demeure une option d'approvisionnement efficace en dépit de la publicité récente faite à la nécessité de refaire le tubage des centrales ontariennes. De la même façon, nous disposons de réserves de charbon substantielles qui présentent des avantages économiques dans les régions où les incidences environnementales peuvent être maîtrisées. Enfin, le potentiel hydro-électrique important est loin d'être épuisé dans un certain nombre de provinces. A tout prendre, l'avenir de l'électricité demeure reluisant, lorsqu'on envisage l'exploitation des ressources provinciales indigènes et économiques.

Comme l'a indiqué Énergie, Mines et Ressources, l'électricité devrait subvenir à presque la moitié de notre consommation énergétique totale vers l'an 2000. Il s'agit de la forme d'énergie indispensable dont dépendront les technologies les plus avancées. La sécurité éventuelle de l'approvisionnement ainsi que la stabilité des prix n'exigent pas d'intervention fédérale. Le dossier de l'industrie en est la meilleure preuve. Il importe toutefois de ne pas créer, par inadvertance, d'obstacles artificiels à sa croissance en adoptant des programmes de soutien favorisant d'autres formes d'énergie.

Monsieur le président, je vous remercie de nous avoir donné cette occasion de vous exprimer les positions de l'Association canadienne de l'électricité concernant le Programme énergétique national et le rôle que peut jouer l'électricité. Je vous souhaite beaucoup de succès dans votre examen du Programme énergétique national: nous avons tous hâte de connaître vos conclusions.

Veuillez agréer, monsieur le président, l'expression de mes sentiments distingués.

Le président de l'Association canadienne  
de l'électricité  
Milan Nastich

MN/cl  
Pièces jointes



## APPENDIX "ENR-15D"

MARKET SENSITIVE PRICING  
AND NATURAL GAS

A submission to the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources prepared by

CANADIAN GAS ASSOCIATION

JUNE 1984

55 Scarsdale Road, Don Mills, Ontario M3B 2R3

## INTRODUCTION

This paper describes the importance of the natural gas industry to Canada's economy, and comments on those elements of the National Energy Program which, through essential modification, will help to improve the performance of the industry in that regard.

Specific recommendations call for future national energy planning which will allow natural gas to compete more effectively with alternative fuels in each market sector, thereby furthering Canada's goal of energy self sufficiency.

## CGA

The Canadian Gas Association is a national trade organization, formed in 1907, which today represent some 600 corporate and individual members covering the complete gas industry spectrum. Membership is drawn from gas resource companies, distribution and transmission companies, and manufacturers of gas appliances and equipment.

The Association acts as a forum for the industry to present its views and interests to a wide-ranging audience on the vital subject of energy, a subject which directly or indirectly affects the daily lives of all Canadians. The Association serves as the voice of the industry and as a catalyst to convert views and interests into positive actions.

The principal mission of the CGA is to promote the development and growth of the gas industry to the fullest possible extent and in the best interests of the public. This is in keeping with the industry's key role of making natural gas available to all Canadians thereby continuing its contribution to a vigorous and expanding economy.

The Canadian Gas Association provides complete-certification of gas and related equipment, and issues seals of approval for equipment meeting authorized standards. Through the writing of National Standards, developed in cooperation with governments, consumers, and the industry, the Association helps to ensure that only the safest, most efficient gas equipment and products are available to Canadians.

As well, the Association, through an affiliate organization, the Canadian Gas Research Institute, conducts an extensive program of applied research and development responsive to the needs of the industry and consumers.

## APPENDICE «ERN 15D»

LE GAZ NATUREL ET LA DÉTERMINATION  
DE PRIX SENSIBLES AU MARCHÉ

Un mémoire au Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
préparé par

L'ASSOCIATION CANADIENNE DU GAZ

JUIN 1984

55, Chemin Scarsdale, Don Mills (Ontario) M3B 2R3

## INTRODUCTION

Cette communication décrit l'importance de l'industrie du gaz naturel pour l'économie canadienne et commente les éléments du Programme énergétique national qui, grâce à une modification essentielle, contribueront à améliorer le rendement de l'industrie à cet égard.

Les recommandations spécifiques demandent que la planification énergétique nationale éventuelle permette au gaz naturel de mieux concurrencer les autres produits de rechange dans chaque secteur marchand, et de contribuer ainsi à la réalisation de l'objectif de l'autosuffisance énergétique du Canada.

## L'ACG

L'Association canadienne du gaz est une association commerciale nationale, constituée en 1907, et qui représente aujourd'hui quelque 600 membres, sociétés et personnes, couvrant tout l'éventail de l'industrie gazière. Les membres proviennent de sociétés gazières, de sociétés de distribution et de transport, et de fabricants de matériel et d'appareils ménagers.

L'Association offre à l'industrie un forum qui lui permet d'exprimer ses opinions et ses intérêts à un auditoire très varié, sur la question vitale de l'énergie, une question qui affecte de façon directe ou indirecte la vie quotidienne de tous les Canadiens. L'Association est le porte-parole de l'industrie et le catalyseur qui permet de traduire les opinions et les intérêts en initiatives positives.

L'ACG a pour mission première de promouvoir l'essor de l'industrie gazière, de façon à servir au mieux les intérêts du public, fidèle en cela au rôle clé de l'industrie qui consiste à mettre le gaz naturel à la disposition de tous les Canadiens, maintenant ainsi son apport à une économie dynamique et croissante.

L'Association canadienne du gaz fournit des services complets d'agrément du gaz et du matériel connexe, et délivre des cachets d'agrément pouvant être apposés sur le matériel respectant les normes autorisées. Grâce aux normes nationales élaborées avec le concours des gouvernements, des consommateurs et de l'industrie, l'Association contribue à faire en sorte que seuls les produits et le matériel les plus efficaces et les plus sûrs sont offerts aux Canadiens.

Par l'intermédiaire d'un organisme affilié, l'Institut canadien de recherche sur le gaz, l'Association poursuit également un important programme de recherche appliquée et de déve-

## CONTRIBUTION TO THE ECONOMY:

Over the last decade the natural gas industry has made a vital and growing contribution to the expansion of the Canadian economy. In 1981 and 1982 revenues from gas sales, including exports, totalled \$9.0 billion and \$10.5 billion respectively. In 1981 the industry generated approximately 66,000 jobs directly and indirectly for Canadians in the combined areas of production, transmission and distribution.

Natural gas serves the needs of 3.1 million customers from Vancouver to Quebec City, providing the energy needs of industry and commerce in the process. It is safe and efficient, the clean burning properties of natural gas make it particularly suitable for application in urban areas.

While natural gas is a low cost, plentiful energy source, it is also a valuable fertilizer and chemical feedstock. As well, natural gas is seeing wider use as an automotive fuel, and plans are to increase penetration of the automotive market considerably in the near future.

The gas industry is of prime importance to the energy infrastructure of the Canadian economy, absorbing an increasing proportion of both energy production and pipeline activity. Gas now accounts for 27.5 per cent of total Canadian energy consumption, up from 23.5 per cent in 1971, and represents 69 per cent of total pipeline throughput compared with 58 per cent in 1971.

While natural gas export volumes have declined since 1981 when gas was our second largest export commodity, its present sale to markets in the United States makes it one of Canada's largest sources of foreign exchange, helping to bolster our trade balance. In 1982 export sales to the U.S. totalled \$4.8 billion.

A significant proportion of total capital expenditures in Canada has been generated in the natural gas industry. In the last five years natural gas has been responsible for nearly 20 per cent of all capital expenditures by industry. This spending has been a major catalyst to economic growth, generating employment and income in many other sectors of the economy. Since capital spending is widely expected to be the key ingredient in keeping the current economic recovery moving ahead through 1984 and onward, a continuing healthy level of spending in this area will be important to the Canadian economy.

An examination of recent trends in established reserves and reserve additions supports the view that the gas industry will be an important source of growth to the Canadian economy in the late 1980's. Between 1973 and 1981 established reserves

loppement, sensible aux besoins de l'industrie et des consommateurs.

## APPORT À L'ÉCONOMIE

Durant la dernière décennie, l'industrie du gaz naturel a fait un apport vital et croissant à l'expansion de l'économie canadienne. En 1981 et 1982, les recettes générées par les ventes de gaz, comprenant les exportations, se sont chiffrées au total à 9,0 milliards de dollars et à 10,5 milliards de dollars, respectivement. En 1981, l'industrie a créé environ 66 000 emplois, de façon directe et indirecte, pour les Canadiens dans les secteurs réunis de la production, du transport et de la distribution du gaz.

Le gaz naturel répond aux besoins de 3,1 millions de clients établis de Vancouver à Québec tout en répondant aux besoins énergétiques de l'industrie et du commerce. Il s'agit d'un produit sûr et efficace, et les propriétés du gaz naturel qui font qu'il brûle proprement, le rendent particulièrement approprié à une utilisation en milieu urbain.

Le gaz naturel est une source d'énergie abondante peu coûteuse, mais il s'agit également d'un engrais et d'une charge d'alimentation chimique précieuse. On envisage également à l'heure actuelle l'utilisation plus généralisée du gaz naturel comme carburant d'automobile et on prévoit accentuer nettement la pénétration du gaz sur le marché de l'automobile, dans un avenir rapproché.

L'industrie du gaz revêt une importance primordiale pour l'infrastructure énergétique de l'économie canadienne et elle joue un rôle de plus en plus important tant au niveau de la production de l'énergie que de l'exploitation des pipe-lines. Le gaz assure actuellement 27,5 p. 100 de toute la consommation énergétique canadienne, en regard de 23,5 p. 100 en 1971, et représente 69 p. 100 de l'acheminement pipe-linier total, à comparer à 58 p. 100 en 1971.

Même si les quantités de gaz naturel exporté ont diminué depuis 1981, alors que le gaz était notre deuxième plus important produit d'exportation, le niveau actuel des ventes sur les marchés américains en fait l'une des principales sources de devises étrangères du Canada, ce qui contribue à améliorer notre balance commerciale. En 1982, les ventes d'exportation aux États-Unis se sont chiffrées au total à 4,8 milliards de dollars.

Une bonne partie de toutes les dépenses d'immobilisations au Canada a été générée par l'industrie du gaz naturel. Durant les cinq dernières années, le gaz naturel a été à l'origine de presque 20 p. 100 de toutes les dépenses d'immobilisations faites par l'industrie. Ces dépenses ont constitué un catalyseur important pour la croissance économique, en créant des emplois et des revenus dans plusieurs autres secteurs de l'économie. Comme on s'attend généralement à ce que les dépenses en capital constituent l'élément clé du soutien de la progression de la relance économique actuelle, en 1984 et dans les années ultérieures, un niveau élevé soutenu de dépenses dans ce secteur sera important pour l'économie canadienne.

Un examen des tendances récentes au chapitre des réserves établies et des ajouts aux réserves confirme l'opinion voulant que l'industrie du gaz s'avère une importante source de croissance pour l'économie canadienne vers la fin de la décennie.



and ultimate reserves increased by 25 per cent and 48 per cent respectively. The NEB recently determined that Canada has a large surplus of natural gas reserves. Even with growing Canadian demands and previously authorized exports, the NEB pronounced that Canada could substantially increase its exports without compromising domestic requirements. The net economic benefits of these newly authorized volumes have been valued as high as \$17 billion. Given that these forecasts do not include the enormous volumes of gas in the Beaufort/Mackenzie Delta, the Arctic Islands, and the East Coast offshore, the potential for expansion in the industry and spin-offs to other areas of the economy is conceivably greater than the NEB estimates would indicate.

The natural gas industry is one of the greatest sources of revenue to Federal and Provincial governments. In 1983, the industry paid in corporate income-taxes, excise taxes P.G.R.T. and provincial royalties an estimated \$4.8 billion.

Natural gas plays an important role in all regions of the country. In the western producing provinces, gas is a major industry providing substantial revenues as an indigenous resource as well as a source of heating and energy for residential, industrial and commercial markets.

In Manitoba and Ontario, and latterly Quebec, gas is crucial to the development and expansion of industry and it is also a major source of residential and commercial heating. In the Maritimes an economic renaissance awaits development of the Sable Island and Hibernia reserves.

## ISSUES AND CONCERNS

The natural gas industry has played an important role in the Canadian economy over the years and it is the belief of the industry that its contribution level can increase in the future, to the benefit of all Canadians.

However, in order that Canada may fully enjoy the economy benefit of this key energy source, the Canadian Gas Association believes that a number of key components of the National Energy Program must be substantially modified.

In 1981, the CGA submitted a white paper to the Minister of Finance and the Minister of Energy, Mines and Resources in response to the introduction of the National Energy Program. The CGA concluded in its paper that the NEP, by favouring electricity by omission, would hinder rather than help natural gas increase its share of the home heating market, and in some instances would actually reduce the ability of natural gas to retain its position in commercial and industrial markets. The CGA pointed out that certain elements of the program affecting gas, including a continuing commitment to tie the price of gas to oil, imposition of the Natural Gas and Gas Liquids Tax, and the Canadian Ownership Special Charge, would impede the government's goal of energy self sufficiency and have a detrimental affect on domestic gas sales

Entre 1973 et 1981, les réserves établies et les réserves ultimes ont augmenté respectivement de 25 et 48 p. 100. L'ONÉ a récemment déterminé que le Canada possède un important surplus de réserves de gaz naturel. Même en tenant compte de la demande canadienne grandissante et des exportations déjà autorisées, l'ONÉ a déclaré que le Canada pouvait augmenter ses exportations de façon substantielle tout en assurant la satisfaction des besoins canadiens. Les avantages économiques nets des nouvelles exportations autorisées ont été évaluées à une somme aussi élevée que 17 milliards de dollars. Ces prévisions ne tiennent pas compte des énormes réserves de gaz de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, des îles de l'Arctique, et des réserves sous-marines de la côte Est; le potentiel d'expansion de l'industrie et de retombées dans les autres secteurs de l'économie est encore plus grand que ne l'indiquent les estimations de l'ONÉ.

L'industrie du gaz naturel est l'une des plus importantes sources de recettes pour les gouvernements fédéral et provinciaux. En 1983, l'industrie a versé quelque 4,8 milliards de dollars sous forme d'impôt sur le revenu des sociétés, de taxes d'accise, de T.R.P.G. et des redevances provinciales.

Le gaz naturel joue un rôle important dans toutes les régions du pays. Dans les provinces productrices de l'Ouest, le gaz est une industrie majeure qui fournit des recettes substantielles tant comme ressource indigène que comme source de chauffage et d'énergie pour les marchés résidentiel, industriel et commercial.

Au Manitoba et en Ontario, et récemment au Québec, le gaz joue un rôle critique au niveau du développement et de l'expansion de l'industrie et fait un apport important comme combustible résidentiel et commercial. Dans les Maritimes, la mise en valeur des réserves des gisements de l'Île de Sable et d'Hibernia attend la reprise économique.

## PROBLÈMES ET PRÉOCCUPATIONS

Au fil des ans, l'industrie du gaz naturel a joué un rôle important dans l'économie canadienne et l'industrie estime que son niveau de participation peut s'accroître, à l'avenir, et profiter à tous les Canadiens.

Pour que le Canada puisse tirer pleinement profit des avantages économiques de cette source énergétique clé, l'Association canadienne du gaz estime que certains éléments clés du Programme énergétique national devront être nettement modifiés.

En 1981, l'ACG a présenté un livre blanc au ministre des Finances et au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, suite à l'introduction du Programme énergétique national. L'ACG concluait dans ce mémoire que le PÉN, en favorisant l'électricité par omission, loin de favoriser l'accroissement de la part du marché du chauffage résidentiel occupé par le gaz naturel, contrarierait celui-ci, et, dans certains cas, réduirait même en fait la capacité du gaz naturel à maintenir sa position sur les marchés commercial et industriel. L'ACG a fait valoir que certains éléments du programme touchant le gaz, y compris une détermination à relier le prix du gaz à celui du pétrole, l'imposition d'une taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz, et le droit spécial de canadianisation, nuiraient à la réalisation de l'objectif gouvernemental de l'autosuffisance



resulting in declining production and a drop in equipment orders.

In the ensuing two years, the levying of these additional taxes, combined with a relative inflexibility in gas pricing, served to reduce the price competitiveness of gas vis-a-vis electricity, and other competition such as coal, contributing to a loss of potential gas sales in the conversion market. This levelling off in gas sales produced an anticipated ripple effect throughout the industry, affecting production and cancelling equipment orders which resulted in wide spread layoffs and loss of income at a time when Canada was beginning to feel the affects of a gathering world-wide recession.

To date, the federal governments' energy policy has been primarily an oil and gas policy. Electricity and other competition including coal, is virtually ignored. Electricity production and domestic pricing is under the jurisdiction of provincial governments. Oil and gas production is controlled by the producing provinces, but pricing of natural gas is in the hands of the federal government.

Taxes on oil and gas are a valuable source of federal revenue while virtually no tax revenue whatever is derived from electricity. However, by ignoring electricity and other competition in its energy planning, the Federal Government jeopardizes the revenue it receives from natural gas.

Clearly, future Federal Government energy policies must fully consider all forms of energy not just oil and gas. Failure to do so will result in ineffective policies and possible misallocation of resources.

## RECOMMENDATIONS

1. Gas pricing should be market sensitive. The value of natural gas in the producing fields can then be directly related to overall competitive value.

2. Imposition of taxes levied on gas between the supply source and the market should be discontinued. The only appropriate place to levy taxes is on net revenue.

The CGA is anxious to explore with government ways and means of effecting this transition.

In establishing a framework of this nature in which gas can compete more effectively with competitive energy forms, it is recognized that consideration must be given to the continued needs for a measure of consumer protection; for governments to derive a revenue base from the industry; and for transmitters to protect their investments.

If natural gas prices are set by the market, and if government energy policies are not intrusive, the natural forces of supply and demand will establish gas prices at a rate that will be conducive to its use as an agent for economic growth.

énergétique et auraient une influence nuisible sur les ventes intérieures de gaz, ce qui se traduirait par une baisse de production et une réduction des commandes de matériel.

Durant les deux années suivantes, l'imposition de ces taxes additionnelles, alliée à un manque de souplesse relative du prix du gaz, a contribué à réduire la concurrence faite à l'électricité par le gaz, au niveau du prix, ainsi que la concurrence par rapport à d'autres produits comme le charbon, ce qui a contribué à une diminution du potentiel des ventes de gaz sur le marché de la conversion. Le nivellement des ventes de gaz a eu des effets secondaires dans toute l'industrie, ce qui a affecté la production et amené des annulations de commandes de matériel, provoquant ainsi des mises à pied généralisées et des pertes de revenus, à un moment où le Canada commençait à enregistrer les effets d'une récession ressentie à l'échelle mondiale.

A ce jour, la politique énergétique du gouvernement fédéral était axée principalement sur le pétrole et le gaz. L'électricité et les autres produits concurrent, y compris le charbon, sont virtuellement ignorés. La production de l'électricité ainsi que la détermination des tarifs intérieurs relèvent de la compétence des gouvernements provinciaux. La production du gaz et du pétrole est régie par les provinces productrices alors que la détermination du prix du gaz naturel repose entre les mains du gouvernement fédéral.

L'imposition du pétrole et du gaz constitue une source précieuse de recettes fédérales alors que presque aucune taxe n'est tirée de l'électricité. Toutefois, en ignorant l'électricité et les autres produits concurrents dans sa planification énergétique, le gouvernement fédéral met en péril les recettes qu'il tire du gaz naturel.

Manifestement, les politiques énergétiques du gouvernement fédéral devront à l'avenir tenir pleinement compte de toutes les formes d'énergie, et non pas uniquement du pétrole et du gaz, sinon ces politiques seront inefficaces et pourraient entraîner une affectation peu avisée de ressources.

## RECOMMENDATIONS

1. Le prix du gaz devrait être sensible au marché. On pourra alors établir un rapport entre la valeur du gaz naturel au niveau du champ de production et sa valeur par rapport à l'ensemble de la concurrence.

2. L'imposition de taxes sur le gaz entre la source d'approvisionnement et le marché devrait être abandonnée. Le revenu net est le seul niveau approprié d'imposition.

L'ACG n'attend que l'occasion d'explorer avec le gouvernement les moyens à prendre pour faire cette transition.

Au moment d'établir un cadre de cette nature où le gaz pourra mieux concurrencer les autres formes d'énergie, il faudra assurer la protection du consommateur, permettre au gouvernement de tirer des recettes de l'industrie tout en assurant la protection des investissements des transporteurs.

Lorsque le prix du gaz naturel sera déterminé par le marché et lorsque les politiques énergétiques gouvernementales n'auront pas un caractère intrusif, les forces naturelles de l'approvisionnement et de la demande établiront le prix du gaz à des niveaux qui en favoriseront l'utilisation comme agent de croissance économique.

The scale and importance of the gas industry to the Canadian economy has been described earlier. It is the belief of the Association, and others, that implementation of these recommendations will enhance production and sales of natural gas, and generate additional employment opportunities to the extent that spin off revenues for government will more than offset the initial shortfall.

To this end the Association supports a policy calling for less government involvement in the setting of market prices by provincial regulatory agencies, and producer prices by the federal and producing provinces. The provincial regulatory agencies should continue to regulate the rate of return of utilities but there needs to be more flexibility in rate making when there is active competition with alternate fuels. Such a policy would retain existing markets and allow gas services to be extended to new areas, thereby assuring existing customers of efficient transmission and distribution operations.

The "ideal" system would add no taxes, either directly on volumes or indirectly on gross revenue, once the gas entered the gathering and transmission lines. It would involve a reduction of the Petroleum and Gas Revenue Tax as well as Provincial taxes and royalties. Specifically, with respect to the future of the NEP, it would also mean an end to the Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT) and the Canadian Ownership Special Charge (COSC), all to be replaced by taxes on net revenue.

While the Association is aware that the NGGLT rate has recently been reduced to zero, this tax regime is merely dormant and could be re-imposed at any time. As far as the COSC is concerned, CGA has corresponded with the Minister of Finance voicing its objection to the continued imposition of this 'tax' even though its stated purpose has been fulfilled. The fact that funds accrued in the Canadian Ownership Account are now to be turned over to general government revenues is of great concern to the industry.

The spectre of a re-imposed excise tax and the continued application of COSC monies outside the industry have led to a measure of uncertainty that is a contributing factor to the withholding of investment capital from the industry.

While it will take time to effect, incentive programs such as Industrial Conversion Assistance Program (ICAP), Distribution System Expansion Program (DSEP); and Canadian Oil Substitution Program (COSP) should be substantially modified.

Assuming market competitive pricing is adopted, and all competing subsidies are eliminated, there would no longer be a price disadvantage, and the need for these incentives would be lessened.

## CONCLUSION

It is vital to proper gas pricing today to recognize that the primary long term competition is electricity. For governments

L'envergure et l'importance de l'industrie du gaz pour l'économie canadienne a déjà été décrite. L'Association et d'autres groupes estiment que l'adoption de ces recommandations favorisera la production et la vente du gaz naturel et créera des possibilités d'emplois additionnelles au point où les recettes gouvernementales générées par les retombées feront plus que compenser le manque à gagner initial.

Dans ce but, l'Association préconise une politique prévoyant une participation gouvernementale moins grande dans la détermination tant des prix marchands par les organismes de réglementation provinciaux, que des prix des producteurs par le gouvernement fédéral et les provinces productrices. Les organismes de réglementation provinciaux devraient continuer de réglementer le niveau des bénéfices des entreprises de service public, mais une plus grande souplesse s'impose au niveau de la détermination des tarifs lorsque la concurrence est vive au niveau des divers produits de remplacement. Une telle politique permettrait de conserver les marchés existants et d'étendre les services gaziers à de nouvelles régions, assurant ainsi aux clients actuels une efficacité au niveau des activités de transport et de distribution.

Le système «idéal» n'ajouterait aucune taxe, soit directement sur les volumes soit indirectement sur les revenus bruts, une fois le gaz rendu dans les canalisations de collecte et de transport. Il comprendrait une réduction tant de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières que des taxes et redevances provinciales. Notamment, en ce qui concerne l'avenir du PÉN, cela voudrait également dire la suppression de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz (TGNLG) et du droit spécial de canadienisation (DSC), toutes ces taxes devant être remplacées par l'impôt sur le revenu net.

L'Association sait bien que le taux de la TGNLG a récemment été ramené à zéro, mais cette taxe n'en existe pas moins toujours et elle pourrait être ré-imposée à n'importe quel moment. Pour ce qui regarde le DSC, l'ACG a écrit au ministre des Finances pour lui exprimer son objection à l'imposition soutenue de cette «taxe», même si l'objectif visé a été atteint. Le fait que les fonds accumulés dans le compte de la canadienisation seraient maintenant versés au compte des recettes générale du gouvernement préoccupe beaucoup l'industrie.

Le spectre d'une ré-imposition de la taxe d'accise et l'utilisation suivie du produit du DSC hors de l'industrie ont créé une certaine incertitude qui contribue aux réticences de l'industrie à consentir de nouveaux investissements.

Même si les effets seront lents à se manifester, on devrait modifier substantiellement les programmes d'encouragement comme le Programme d'aide à la conversion de l'industrie (PACI), le Programme d'expansion du réseau de distribution (PERD), et le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP).

En supposant l'adoption d'un régime de prix axé sur le marché et l'élimination de toutes les subventions concurrentielles, il n'y aurait plus de désavantage au niveau des prix, et la nécessité de ces stimulants serait réduite d'autant.

## CONCLUSION

Il est essentiel d'adopter un mécanisme approprié pour déterminer le prix du gaz aujourd'hui, de façon à reconnaître



to establish the price of indigenous gas in order to promote its displacement of foreign crude oil in the national purpose is commendable, but the propriety of setting the price at a level which impedes competition with another indigenous energy source is questionable.

As a result, the industry strongly favours the complete withdrawal of government from the price-setting function, except insofar as that is affected by necessary regulatory review and establishment of costs to be recovered from approved rates. However, mechanisms must be sought to ensure that the domestic price of natural gas remains lower than the export price; and floor/ceiling well head price levels should be established to assure consumers of a degree of price stability in the supply/demand equation. The industry is more than prepared to accept whatever competition results from free-negotiated prices flowing from an unimpeded market system. In that context, it is submitted that the only appropriate place to levy taxes is on net income. Inflexible pricing and the imposition of taxes between the supply source and the market serves to distort the signals which normally pass between producer and seller and which keeps supply and demand in balance.

Market competitive pricing, while complex, will provide stability for all elements of the industry. The beliefs of both producers and utilities are common in this respect. In the event of a competitive price change under a market competitive scheme, the impact of that change will affect the producer. The current regulatory environment for both distribution and transmission companies will ensure that while they receive appropriate margins, affect of price changes will primarily be felt by the producer, thereby generating appropriate cash flow for re-investment in future supplies.

que la principale concurrence à long terme viendra de l'électricité. Que les gouvernements déterminent le prix du gaz indigène afin de promouvoir le remplacement du pétrole brut étranger dans un but national est fort louable, mais la pertinence d'en établir le prix à un niveau qui l'empêche de concurrencer une autre source d'énergie indigène peut être mise en doute.

L'industrie favorise donc fortement le retrait complet du gouvernement de la fonction de détermination des prix, sauf dans la mesure où celui-ci est affecté par le processus d'examen réglementaire nécessaire et l'établissement des coûts devant être récupérés à même les tarifs autorisés. On doit toutefois chercher des mécanismes pour s'assurer que le prix intérieur du gaz naturel demeure inférieur au prix d'exportation, et des niveaux de prix minimum/maximum à la tête du puits devraient être établis pour assurer aux consommateurs un certain niveau de stabilité de prix dans l'équation offre/demande. L'industrie est plus que disposée à accepter la concurrence qui résultera de prix négociés librement à la suite d'un marché libéré. Dans ce contexte, on estime que le seul endroit approprié pour percevoir des taxes se situe au niveau du revenu net. Des mécanismes de prix inflexibles et l'imposition de taxes entre la source d'approvisionnement et le marché contribuent à la distorsion des signaux habituellement échangés entre le producteur et le vendeur, qui permettent d'équilibrer l'offre et la demande.

La détermination de prix marchands concurrentiels, tout en étant une question complexe, assurera les stabilité de tous les éléments de l'industrie. Tant les producteurs que les entreprises de service public partagent cette opinion. Advenant un changement de prix concurrentiel, dans le cadre d'un régime marchand régi par la concurrence, l'influence de ce changement affectera le producteur. Le contexte réglementaire actuel applicable aux sociétés de distribution et de transport fera en sorte que tout en leur assurant des marges de bénéfices appropriés, les incidences des changements de prix seront ressenties surtout par le producteur, générant ainsi des liquidités appropriées qui pourront être réinvesties pour assurer les approvisionnements éventuels.



## APPENDIX "ENR-15E"

CANADIAN GAS PROCESSORS  
SUPPLIERS' ASSOCIATION

19 June 1984

Energy Committee  
Senate of Canada  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Attention: Mr. Timothy Wilson,  
Clerk of Committee

Dear Sir;

I was pleased to be able to talk to you yesterday regarding the Canadian Gas Processors Suppliers' Association and our interest in appearing before the Senate, Energy Committee chaired by Senator Hastings.

To that end, and in view of your outline of the possible scenario for the Committee's schedule, we would like to be informed of the Committee's next visit to Calgary (or alternatively Edmonton) in order that we might present our views related to the current National Energy Program, and other matters.

As discussed, I am enclosing a copy of the employment survey prepared by the CGPSA in January 1984, which shows a dramatic decline in employment among the 220 member companies of the CGPSA since the introduction of the NEP. A summary of this decline follows, however, a more detailed explanation of these figures is contained in the report.

| <i>Date</i>             | <i>CGPSA Member Company<br/>Employment</i> |
|-------------------------|--|
| November 1981           | 14,808                                     |
| January 1984            | 9,600                                      |
| June 1984<br>(estimate) | 9,434                                      |

The employment survey will again be undertaken as of the end of June 1984 to determine if the decline is continuing or has bottomed out.

Our preliminary polling as of 1 June 1984 has indicated a further decline of approximately 1600 additional personnel from the member companies of the CGPSA. This results in total employment of approximately 7800 people, or over 48 per cent of pre-NEP personnel. While this decline in employment certainly indicates the effects of the National Energy Program. The CGPSA believes that both Federal and Provincial Government policies over the past months have done nothing to abate this decline. We would be pleased to discuss these matters with the Committee as soon as possible, and would stress our interest in doing so at the earliest opportunity.

Please contact the writer at (403) 283-0806, or at the above address to advise us of Committee hearing dates, or if you should have any questions.

Yours sincerely,

## APPENDICE «ERN-15E»

L'ASSOCIATION CANADIENNE DES  
FOURNISSEURS DES TRANSFORMATEURS DE GAZ

19 juin 1984

Comité de l'énergie  
Sénat du Canada  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Attention: M. Timothy Wilson  
Greffier du comité

Monsieur Wilson,

J'ai été fort heureux de pouvoir vous parler hier de l'intérêt que porte l'Association canadienne des fournisseurs des transformateurs de gaz à rencontrer le Comité sénatorial de l'énergie présidé par l'honorable sénateur Hastings.

Dans ce but, et à la lumière de votre description du programme de travail possible pour le Comité, nous aimerions connaître la date de la visite du Comité à Calgary (ou à Edmonton) de façon à pouvoir lui exprimer nos opinions concernant le Programme énergétique national en vigueur et d'autres questions.

Suite à notre discussion, je joins aux présentes un exemplaire de l'étude sur l'emploi préparée par notre association en janvier 1984, étude qui révèle une baisse dramatique de l'emploi dans nos 220 sociétés membres, depuis l'adoption du PÉN. Voici un résumé de la situation, dont on trouvera l'explication détaillée dans le rapport.

| <i>Date</i>               | <i>Emploi dans les sociétés<br/>membres de l'ACFTG</i> |
|---------------------------|--|
| Novembre 1981             | 14 808   |
| Janvier 1984              | 9 600  |
| Juin 1984<br>(estimation) | 9 434  |

L'étude de la situation de l'emploi sera reprise à la fin de juin 1984 afin de voir si la baisse s'accroît ou si la situation de stabilise.

Notre sondage préliminaire, fait le 1<sup>er</sup> juin 1984, indique une baisse supplémentaire d'environ 1 600 personnes, dans les sociétés membres de l'ACFTG, ce qui donne une main-d'œuvre totale d'environ 7 800 personnes, soit un peu plus de 48 p. 100 du personnel pré-PÉN. Même si cette baisse au niveau de l'emploi reflète sans aucun doute l'influence du Programme énergétique national, l'ACFTG estime que les politiques des gouvernements fédéral et provinciaux, ces derniers mois, n'ont rien fait pour freiner cette baisse. Nous aimerions bien aborder ces questions avec le Comité, le plus tôt possible, et nous insistons sur notre intérêt à ce faire le plus tôt possible.

Vous pouvez communiquer avec l'auteur de la présente au (403) 283-0806, ou encore à l'adresse susmentionnée, pour nous communiquer les dates d'audience du Comité ou pour obtenir réponse à certaines questions.

Veuillez agréer, monsieur Wilson, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

CANADIAN GAS PROCESSORS SUPPLIERS'  
ASSOCIATION

Russ K. Grant, P. Eng.  
Chairman  
Public Affairs Committee

RKG/l  
Enclosures

Le président du Comité des Affaires  
publiques de  
L'ASSOCIATION CANADIENNE DES  
FOURNISSEURS DES  
TRANSFORMATEURS DE GAZ  
Russ K. Grant, Ing. P.

RKG/l  
Pièces jointes

## APPENDIX "ENR-15F"

## CANADIAN METHANOL CANADIEN

REVIEW OF THE  
NATIONAL ENERGY PROGRAM  
and  
METHANOL FUEL

Brief to Senate Standing Committee on  
Energy and Natural Resources  
by  
Canadian Methanol Canadian

June 1984

604-283 PORTAGE AVENUE, WINNIPEG, MANITOBA  
R3B 2B5 (204) 942-8541

## EXECUTIVE SUMMARY

## GENERAL RECOMMENDATION

The National Energy Program (NEP) should be modified to encourage large scale use and production of methanol as a liquid fuel for vehicles throughout all areas of Canada. Benefits of this change include:

- cost-effective action towards liquid fuel self sufficiency
- immediate new uses for surplus methanol supplies
- future ability to supply all surface transportation energy needs
- major new markets for gas, wood wastes, peat and coal
- national support for the only feasible large scale liquid fuel option offering jobs and direct development in all regions, including the heavily populated energy consuming area in Ontario and Quebec.

## CANADA'S METHANOL FUEL OPPORTUNITY

Leading United States authorities recognize methanol to be the most likely of the large scale replacements for petroleum-based gasoline in North America and most other regions. Fuel use to replace lead in gasoline is already the fastest growing world market for methanol and methanol is an excellent high octane fuel on its own without gasoline.

Canada is the world's largest exporter of methanol. Our exports are already sufficient to displace six per cent of this country's gasoline pool, or over 20,000 bbl/day of oil energy use. Traditional chemical export markets, however, are likely to remain saturated and our producers need to participate in

## APPENDICE «ERN-15F»

## CANADIAN METHANOL CANADIEN

LA REVUE DU PROGRAMME  
ÉNERGÉTIQUE NATIONAL  
et  
LE MÉTHANOL

Mémoire au Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles  
présenté par la société  
Canadian Methanol Canadian

Juin 1984

604-283 PORTAGE AVENUE, WINNIPEG (MANITOBA)  
R3B 2B5 (204) 942-8541

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

## RECOMMANDATION GÉNÉRALE

Le Programme énergétique national (PÉN) devrait être modifié de façon à encourager la production et l'utilisation sur une grande échelle du méthanol comme carburant liquide, pour alimenter les véhicules dans toutes les régions du Canada. Parmi les avantages d'une telle modification, retenons

- une initiative économique en vue d'assurer l'autosuffisance au niveau des carburants liquides;
- de nouvelles utilisations immédiates pour les approvisionnements de méthanol excédentaires;
- la capacité éventuelle de subvenir à tous les besoins énergétiques au niveau des transports terrestres;
- d'importants marchés nouveaux pour le gaz, les résidus de bois, la tourbe et le charbon;
- un soutien national à la seule option de carburant liquide réalisable sur une grande échelle, qui permettrait la création d'emplois et le développement direct dans toutes les régions, y compris la région très peuplée du Québec et de l'Ontario qui consomme beaucoup d'énergie.

## POSSIBILITÉS OFFERTES AU CANADA PAR LE CARBURANT DE MÉTHANOL

Les spécialistes américains reconnaissent que le méthanol sera vraisemblablement la principale source de remplacement, sur une grande échelle, de l'essence tirée du pétrole, en Amérique du Nord et dans la plupart des autres régions du globe. L'utilisation du méthanol pour remplacer le plomb dans l'essence est déjà le marché mondial de méthanol qui enregistre la croissance la plus rapide et le méthanol s'avère un excellent carburant à indice d'octane élevé, lorsqu'on l'utilise seul, sans essence.

Le Canada est le plus grand exportateur au monde de méthanol. Nos exportations remplacent déjà 6 p. 100 du stock d'essence du pays, soit plus de 20 000 barils/jour d'utilisation énergétique de pétrole. Les marchés d'exportation chimique traditionnels demeureront toutefois vraisemblablement saturés



the emerging new fuel markets. Canada has an excellent opportunity today to launch development of the methanol vehicle market.

Canada's future methanol supply potential is easily the equivalent of several mega-sized synthetic oil sands projects. Compared with equivalent oil sands projects, however, methanol development today offers many advantages, including:

- effective use of surplus gas and other resources
- less costly fuel for critical transportation needs in each region
- ability to use total barrel produced for transportation fuel, without further upgrading
- fewer environmental problems in both production and fuel use
- short three year lead time per plant
- long term ability to continue production using electrolytic hydrogen and non-hydrocarbon resources
- greater capability for Canadian participation and managed growth with small scale and geographically diversified plants.

#### NEED FOR NATIONAL POLICY

Canada needs new liquid fuel supplies from domestic sources, new markets for our gas, our methanol, and our other resources, and new jobs and technology leadership that several decades of new methanol manufacturing investment could bring to each area of Canada.

Market forces alone during the next decade, however, will not realize Canada's opportunities for methanol fuel development—any more than market forces alone have been sufficient to promote significant oil sands or frontier petroleum development in this country.

The Ontario Government, as custodian of Canada's largest vehicle fuel market, already recognizes this fact and has established one of the most generous packages of tax incentives available anywhere in the world to encourage use of alternative vehicle fuels such as methanol—including removal of all fuel and sales taxes from methanol fuel and vehicles powered by methanol fuel.

Ontario, however, cannot do the job alone. It has no significant provincial supplies of methanol or natural gas production. Its consumers and investors also want to know that methanol is properly recognized within Canada's overall national energy program framework.

The problem today is that methanol fuel remains totally excluded from any NEP recognition or incentives.

et nos producteurs ont besoin de participer aux marchés naissants pour les nouveaux carburants. Le Canada a une excellente occasion, aujourd'hui, d'entreprendre le développement du marché des véhicules au méthanol.

Le potentiel offert par l'approvisionnement éventuel canadien en méthanol équivaut facilement à plusieurs méga-projets d'exploitation de sables pétrolifères synthétiques. Comparée aux projets équivalents d'exploitation des sables pétrolifères, la mise en valeur du méthanol aujourd'hui offre toutefois plusieurs avantages, notamment:

- l'utilisation efficace du gaz excédentaire et des autres ressources;
- un carburant moins coûteux pour répondre aux besoins critiques en matière de transport dans chaque région;
- la capacité d'utiliser le baril entier de carburant de transport produit, sans autre forme de valorisation;
- moins de problèmes d'ordre environnemental tant au niveau de la production que de l'utilisation du carburant;
- délai ramené à trois ans par installation;
- capacité à long terme de poursuivre la production en utilisant l'hydrogène électrolytique et des ressources autres que les hydrocarbures;
- potentiel plus important de participation canadienne et de croissance gérée grâce à des installations réduites et diversifiées sur le plan géographique.

#### NÉCESSITÉ D'UNE POLITIQUE NATIONALE

Le Canada a besoin de nouveaux approvisionnements intérieurs de carburant liquide, de nouveaux marchés pour son gaz, son méthanol, et ses autres ressources ainsi que de nouveaux emplois et de l'initiative technologique que plusieurs décennies de nouveaux investissements dans la production du méthanol peuvent apporter à chaque région du Canada.

Les forces du marché, à elles seules, ne pourront toutefois durant la prochaine décennie, concrétiser les possibilités offertes au Canada par le développement du carburant de méthanol—pas plus que les forces du marché n'ont suffi à elles seules à promouvoir de façon significative la mise en valeur des sables pétrolifères et des gisements pétrolifères pionniers de ce pays.

Le Gouvernement de l'Ontario, qui a la garde du principal marché de carburant au Canada, reconnaît déjà cette réalité et il a adopté l'un des programmes les plus généreux de stimulation fiscale au monde pour encourager l'utilisation des carburants de rechange comme le méthanol, programme comprenant notamment la suppression de toutes les taxes de vente et taxes sur le carburant dans le cas du carburant de méthanol et des véhicules alimentés au méthanol.

L'Ontario ne peut toutefois pas faire le travail toute seule. En effet, l'Ontario ne dispose pas d'approvisionnements provinciaux de méthanol ou d'installations de production de gaz naturel. Ses consommateurs et ses investisseurs veulent également s'assurer que le méthanol reçoive une reconnaissance pertinente dans le cadre général du Programme énergétique national du Canada.

Le problème aujourd'hui vient du fait que le carburant de méthanol demeure exclu de toute reconnaissance par le PÉN et de tous stimulants.

As a result, methanol is still priced and used in Canada only as a petrochemical and significant production occurs only in Alberta and British Columbia, using only natural gas and destined almost entirely for export markets.

### SPECIFIC MODIFICATIONS TO NEP

Specific modifications to the NEP that are feasible for immediate implementation to encourage methanol fuel use include:

- methanol vehicle conversion grants;
- methanol retail outlet conversion grants; and
- methanol fuel use price incentive payments related to existing gas-based supplies.

Additional modifications to the NEP are proposed to encourage new methanol manufacturing development in Ontario, Quebec and other regions:

- incentives to encourage competitive pricing of natural gas sales for methanol fuel produced in eastern as well as western Canada;
- methanol fuel supply price compensation and Canadian investment incentive grants for new production derived from solid fuels in combination with natural gas; and
- incentives to encourage manufacture of vehicles able to use both methanol and gasoline.

In combination with incentive established in Ontario, these modifications to the NEP would establish a framework wherein the private sector could pursue Canada's sizable and timely methanol fuel development opportunities.

These modifications simply extend to methanol fuel the types of national support already afforded to new petroleum supplies and other new uses of natural gas. It is submitted that such support can be more effectively managed and employed to encourage methanol fuel development than is the case today for many existing initiatives relating to oil sands and the frontier regions.

### TABLE OF CONTENTS

#### INTRODUCTION

#### METHANOL AS A LIQUID FUEL

#### NORTH AMERICAN TRANSPORT FUEL

#### METHANOL AND CANADA

#### THE ONTARIO MARKET AND GOVERNMENT SUPPORT

#### FEDERAL MINISTER OF ENERGY SUPPORT

Il en résulte que le méthanol affiche encore un prix et est encore utilisé au Canada uniquement comme produit pétrochimique et seules l'Alberta et la Colombie-Britannique enregistrent une production importante de méthanol; tirée uniquement du gaz naturel, cette production est destinée presque exclusivement aux marchés d'exportation.

### MODIFICATIONS SPÉCIFIQUES AU PÉN

Des modifications spécifiques au PÉN pourraient être apportées immédiatement pour encourager l'utilisation du carburant de méthanol, notamment celles qui suivent:

- subventions à la conversion des véhicules au méthanol;
- subventions à la conversion des postes de vente au détail de méthanol;
- paiements d'encouragement de l'utilisation du carburant de méthanol, en en subventionnant le prix, compte tenu des approvisionnements existants tirés du gaz.

Des modifications additionnelles au PÉN sont proposées pour encourager la mise en place de nouvelles installations de fabrication de méthanol en Ontario, au Québec et dans d'autres régions:

- stimulants visant à encourager la détermination d'un prix concurrentiel pour le gaz naturel destiné à être transformé en carburant de méthanol, dans l'Est et dans l'Ouest du Canada;
- indemnisation reliée au prix de l'approvisionnement de carburant de méthanol et subventions visant à stimuler les investissements canadiens dans les nouvelles installations de production utilisant des combustibles solides alliés au gaz naturel; et
- incitations pour encourager la fabrication de véhicules pouvant utiliser tant le méthanol que l'essence.

Alliées aux stimulants adoptés par l'Ontario, ces modifications au PÉN établiraient le cadre susceptible de permettre à l'entreprise privée de tirer parti des possibilités de développement du carburant de méthanol, possibilités importantes et intéressantes pour le Canada.

Ces modifications ne font qu'étendre au carburant de méthanol le type de soutien national déjà accordé aux nouveaux approvisionnements pétroliers et aux autres utilisations nouvelles du gaz naturel. Nous croyons que ce soutien peut être mieux géré et mieux employé en encourageant le développement du carburant de méthanol, que ce n'est le cas à l'heure actuelle pour plusieurs initiatives courantes reliées aux sables bitumineux et aux régions pionnières.

### TABLE DES MATIÈRES

#### INTRODUCTION

#### LE MÉTHANOL COMME CARBURANT LIQUIDE

#### LE CARBURANT DE TRANSPORT EN AMÉRIQUE DU NORD

#### LE MÉTHANOL ET LE CANADA

#### LE MARCHÉ ONTARIEN ET LE SOUTIEN GOUVERNEMENTAL

#### LE SOUTIEN DU MINISTRE FÉDÉRAL DE L'ÉNERGIE



## NATIONAL ENERGY PROGRAM

## IMMEDIATE MODIFICATIONS TO NEP FOR MARKETING

## ADDITIONAL MODIFICATIONS TO NEP FOR MANUFACTURING

## ATTACHMENT A CANADIAN METHANOL CANADIEN

## ATTACHMENT B CURRENT ECONOMICS FOR NEAT METHANOL FUEL

## ATTACHMENT C PROPOSED METHANOL FUEL PRICE INCENTIVE POLICY

## REVIEW OF THE NATIONAL ENERGY PROGRAM AND METHANOL FUEL

## INTRODUCTION

Canadian Methanol Canadien (CMC) was established in 1980 to implement production and marketing initiatives related to methanol fuel. Attachment A presents a brief review of CMC, its activities to date and plans for its first integrated project to produce and market methanol fuel in Ontario. CMC's Ontario project has received support from both the Ontario and Federal Governments.

The National Energy Program (NEP) asserts Canada's priority need for:

1. new liquid fuel supplies;
2. promotion of Canadian ownership and control of liquid fuels;
3. direct-action programs to encourage consumer conversion from oil products to natural gas, propane, wood and other alternative fuels.

Methanol is a liquid transportation and heating fuel which offers to Canadians *now* a technically attractive and economically viable energy alternative to conventional fuels derived from petroleum. Because it constitutes a very large scale and current development opportunity, its exploitation can properly be ranked in importance alongside Alberta's synthetic oil sands and Canada's frontier resources. Its inclusion as a major element in the NEP's liquid fuel development activities is long overdue. Attachment B reviews the current economics for methanol fuel development in Canada.

Although this brief expects continued priority to be given during the 1980s and 1990s to those objectives listed above, it urges recognition of a pressing need for program changes which will enable the potential for Canada's methanol fuel to be realized.

## METHANOL AS A LIQUID FUEL

We, in Canada, have a special affinity for methanol: we already produce it, chiefly for use as a chemical. And, if we develop new markets, we can produce a whole lot more.

## LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

## LES MODIFICATIONS IMMÉDIATES AU PÉN, DANS UNE PERSPECTIVE DE COMMERCIALISATION

## LES MODIFICATIONS ADDITIONNELLES AU PÉN, DANS UNE PERSPECTIVE DE FABRICATION

## ANNEXE A LA SOCIÉTÉ CANADIAN METHANOL CANADIEN

## ANNEXE B PROFIL ÉCONOMIQUE ACTUEL DU CARBURANT DE MÉTHANOL PROPRE

## ANNEXE C PROJET DE POLITIQUE D'ENCOURAGEMENT DU PRIX DU CARBURANT DE MÉTHANOL

## REVUE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL ET DU CARBURANT DE MÉTHANOL

## INTRODUCTION

La société Canadian Methanol Canadien (CMC) a été créée en 1980 pour prendre des initiatives de production et de commercialisation reliées au carburant de méthanol. L'Annexe A présente une courte revue de la CMC, de ses activités à ce jour et de ses projets reliés à son premier projet intégré de production et de commercialisation de carburant de méthanol en Ontario. Le projet ontarien de la CMC a reçu l'appui des gouvernements de l'Ontario et du Canada.

Le Programme énergétique national (PÉN) affirme les besoins prioritaires du Canada dans les domaines suivants:

1. nouveaux approvisionnements de carburant liquide;
2. promotion de la canadianisation des carburants liquides;
3. programme d'initiative directe pour inciter les consommateurs à remplacer les produits pétroliers par le gaz naturel, le propane, le bois et d'autres produits de rechange.

Le méthanol est un carburant et un combustible liquide qui offre aux Canadiens dès *maintenant* une option énergétique de rechange techniquement attrayante et économiquement viable pour remplacer les produits traditionnels tirés du pétrole. Comme le méthanol offre des possibilités de développement sur une très grande échelle, son exploitation peut pertinément être classée, en importance, sur le même pied que les sables pétrolifères synthétiques albertains et les réserves des régions pionnières du Canada. Son inclusion comme élément majeur du PÉN au niveau des activités de développement des carburants liquides, est attendue depuis longtemps. L'Annexe B passe en revue l'économie actuelle de la mise en valeur du carburant de méthanol au Canada.

Même si le présent mémoire s'attend à ce qu'on accorde une priorité soutenue durant les décennies 1980 et 1990 aux objectifs énumérés ci-avant, il préconise la reconnaissance du besoin pressant de modifier le programme de façon à permettre la réalisation du potentiel offert par le carburant de méthanol au Canada.

## LE MÉTHANOL COMME CARBURANT LIQUIDE

Au Canada, nous avons une affinité particulière pour le méthanol: nous en produisons déjà, surtout pour servir de pro-



Canada is the world's largest exporter of methanol. (Over eighty-five per cent of our present methanol production is destined for export.) These exports are sufficient in volume to displace six per cent of our national gasoline pool.

Today, Canadians make methanol from natural gas. Since methanol can be used not only as a chemical but as a safe liquid fuel ideal for passenger cars, this fact suggests exciting opportunities to increase consumption of our surplus natural gas.

Unlike propane and compressed natural gas—which can also be used as automotive fuels—methanol requires no installation of special tanks or compressors in a vehicle. It can be transported in a normal fuel tank and used on its own as a super car fuel (as shown, for example, by all cars participating in the Indianapolis 500 Race). Today, in the United States, it is being blended with gasoline to replace lead as an octane booster.

Methanol can be used by diesel engines to run trucks, buses and trains. It provides greatly reduced emissions, compared with diesel fuel, while retaining that fuel's energy efficiency.

Assuming commercial levels of production, costs for new methanol-fuelled cars are roughly equivalent to costs for new gasoline-fuelled cars. Existing gasoline vehicles can be converted by any reasonably competent mechanic to use pure methanol at costs ranging from \$400 to \$600 per unit. (This is well below the \$1,400 to \$2,000+ per vehicle that it costs to convert to propane or compressed natural gas.)

Existing gasoline retail stations can be converted at a cost of \$30,000 to \$40,000 per station, to dispense methanol fuel and at least four different gasoline-methanol blends. (By contrast, conversion to provide compressed natural gas at a retail outlet costs \$300,000.)

These dramatic comparisons of conversion costs reflect methanol's attractive properties as a liquid fuel. They also suggest why methanol—unlike propane and compressed natural gas—is the superior option for mass-market use in passenger cars as well as commercial vehicles. We expect that more than three-quarters of our fuel sales will be destined for use in mass-market passenger cars.

Development of methanol fuel markets today gives Canadians a singular opportunity to build new cost-effective methanol manufacturing plants designed to use natural gas in combination with wood wastes, peat, or other resources in abundant long term supply. (CMC will take this "combination" approach with its first Ontario plant, thereby helping to develop for Canada a leading position in the new technologies and resources which must, ultimately, replace natural gas and oil products as fuels; thereby, too, enhancing the value-added

duit chimique. Et, lorsque nous aurons développé de nouveaux marchés, nous pourrions en produire beaucoup plus.

Le Canada est le plus grand exportateur de méthanol au monde. (Plus de 80 p. 100 de notre production actuelle de méthanol est destiné à l'exportation.) Le volume de ces exportations suffit à remplacer 6 p. 100 de notre stock national d'essence.

Aujourd'hui, les Canadiens produisent le méthanol à partir du gaz naturel. Comme le méthanol peut être utilisé non pas seulement comme produit chimique mais également comme carburant liquide sûr, idéal pour les voitures de tourisme, ceci laisse entrevoir des possibilités fort intéressantes au niveau de l'accroissement de la consommation de notre gaz naturel excédentaire.

A l'encontre du propane et du gaz naturel comprimé—qui peuvent également servir de carburant d'automobile—le méthanol n'exige pas le montage de compresseurs ou de réservoirs spéciaux sur le véhicule. Le méthanol peut être transporté dans un réservoir normal et être utilisé, seul, comme super carburant (comme l'ont démontré, par exemple, toutes les voitures qui ont participé à la course Indianapolis 500). Aujourd'hui, aux États-Unis, on mêle du méthanol à l'essence pour remplacer le plomb et relever l'indice d'octane.

On peut utiliser le méthanol avec les moteurs diesel pour actionner les camions, les autobus et les trains; ceci permet de réduire nettement les émanations, par rapport au carburant diesel, tout en retenant l'efficacité énergétique de ce carburant.

En supposant des niveaux commerciaux de production, le coût des nouvelles voitures alimentées au méthanol serait à peu près semblable à celui des nouvelles voitures alimentées à l'essence. Les véhicules à essences existants peuvent être convertis au méthanol pur par un bon mécanicien, à un coût variant entre 400 et 600 \$ l'unité (ce qui est bien inférieur au coût de 1 400 \$ à 2 000 \$ + par véhicule, pour la conversion d'un véhicule au propane ou au gaz naturel comprimé.)

Les postes de vente d'essence au détail existants peuvent être convertis à un coût de 30 000 \$ à 40 000 \$ par poste, pour distribuer du carburant de méthanol et au moins quatre mélanges d'essence-méthanol différents (contre 300 000 \$ pour la conversion d'un poste de vente au détail pour distribuer du gaz naturel comprimé).

Ces comparaisons de coûts de conversion reflètent les propriétés intéressantes du méthanol comme carburant liquide. Ces comparaisons suggèrent également pourquoi le méthanol—à l'encontre du propane et du gaz naturel comprimé—constitue la meilleure option pour une utilisation massive dans les voitures de tourisme et les véhicules commerciaux. Nous prévoyons que plus des trois quarts de vos ventes de carburant seront destinées au grand marché des voitures de tourisme.

Le développement des marchés du carburant de méthanol offre aujourd'hui aux Canadiens une occasion unique de construire de nouvelles usines de production de méthanol rentables pouvant allier les gaz naturel aux résidus de bois, à la tourbe et aux autres ressources dont l'approvisionnement est abondant à long terme. (La CMC adoptera cette approche «mixte» dans le cas de sa première usine ontarienne, contribuant ainsi à mettre le Canada à la fine pointe du domaine des ressources et des technologies nouvelles qui remplaceront ultimement le gaz

effectiveness of our natural gas resource development, by creating added economic benefits, and more oil replacement, per cubic metre of natural gas used).

Because these plants can be built wherever natural gas is on "tap" and the other raw materials are at hand, such development will open up Canada's only significant prospect for developing liquid fuel supply and production facilities in each of our regions—including the major market areas within Ontario and Quebec.

In short, methanol fuel offers Canadians *both liquid energy and jobs*: a most timely opportunity, truly national in scope.

#### NORTH AMERICAN TRANSPORT FUEL

The Ford Motor Company and other key automobile producers show keen interest in producing passenger cars that operate on methanol. In Brazil, over one million new alcohol cars using ethanol (a similar alcohol fuel) are already on the road, in response to national initiatives taken at the end of the 1970s. These vehicles, sold at prices equal to similar gasoline vehicles, provide efficient, clean, powerful and cost-effective transportation.

On May 22 of this year, Donald E. Petersen, President of the (US) Ford Motor Company, included the following observations in an address to the Sixth International Symposium on Alcohol Fuels Technology at the Westin Hotel, Ottawa:

"We have looked at methanol as the most likely of the possible large-scale replacements for petroleum-based gasoline in North America. That's the reason for our enthusiastic participation in the test fleets in California." (Ford has supplied about 500 1983-model methanol cars to this test fleet. Results have been extremely positive. In Brazil, ninety per cent of Ford's passenger car sales and thirty per cent of its light truck sales are neat-ethanol vehicles—and Ford of Brazil has produced some 275,000 neat-ethanol vehicles to date.)"

"The necessary technical work has been completed to sort out the possibilities and to identify alcohols as among the best and most practical alternative motor fuels for many areas of the world."

"After years of modifying existing powertrains or creating new ones to run on a variety of alternative fuels—of field trials and fleet tests—of emissions testing—and of comprehensive fuel, materials, component and systems research—we are confident that the transition to alternative fuels can be made on a large scale without major engineering or hardware problems related to vehicles."

naturel et les produits pétroliers comme carburants, et améliorant ainsi également la valeur ajoutée à l'exploitation de nos ressources en gaz naturel, en suscitant des retombées économiques supplémentaires et en remplaçant une plus grande quantité de pétrole, par mètre cube de gaz naturel utilisé).

Comme ces installations peuvent être construites partout où l'on peut se raccorder au gaz naturel et où l'on trouve les autres matières premières requises, une telle initiative ouvrira au Canada les seules perspectives intéressantes permettant d'établir des installations de production et d'approvisionnement en carburant liquide dans chacune de nos régions, notamment dans la grande région marchande de l'Ontario et du Québec.

En bref, le méthanol offre aux Canadiens de l'énergie liquide et des emplois: il s'agit d'une occasion qui arrive à point nommé et dont l'envergure est vraiment nationale.

#### LE CARBURANT DE TRANSPORT DE L'AMÉRIQUE DU NORD

La société Ford Motor et d'autres fabricants clés d'automobiles sont vivement intéressés à produire des voitures de tourisme alimentées au méthanol. Au Brésil, plus d'un million de nouvelles voitures à l'alcool, utilisant de l'éthanol (un carburant qui ressemble à l'alcool), sillonnent déjà les routes, suite aux initiatives prises au niveau national à la fin des années 1970. Ces véhicules, qui se vendent à des prix semblables aux véhicules à essence, s'avèrent un moyen de transport efficace, propre, puissant et économique.

Le 22 mai de cette année, le président de la Ford Motor Company (aux États-Unis), M. Donald E. Petersen, déclarait ce qui suit lors d'une allocution au Sixième colloque international sur la technologie des carburants d'alcool, tenu à l'Hôtel Westin, à Ottawa:

«Nous avons envisagé le méthanol comme la source la plus probable de remplacement sur une grande échelle de l'essence à base de pétrole, en Amérique du Nord. C'est pourquoi nous avons participé avec enthousiasme au parc d'essai de la Californie.» (Ford a fourni environ 500 voitures alimentées au méthanol, de modèle de 1983, à ce parc d'essai. Les résultats se sont avérés extrêmement positifs. Au Brésil, 90 p. 100 des voitures de tourisme et 30 p. 100 des camionnettes vendues par la Ford sont alimentées à l'éthanol propre et, à ce jour, Ford du Brésil a fabriqué quelque 275 000 véhicules alimentés à l'éthanol propre.)

«Le travail technique nécessaire a été fait pour déterminer les possibilités et identifier les alcools les meilleurs et les plus pratiques pour remplacer l'essence dans plusieurs régions du globe.»

«Après des années d'expérience au niveau de la modification des moteurs existants ou de la création de nouveaux moteurs pour accepter une variété de carburants de rechange—d'essais sur le terrain et d'essais avec des parcs—de surveillance des émanations—et de recherche globable sur les carburants, les matériaux, les composantes et les systèmes, nous sommes confiants que la transition aux carburants de rechange peut se faire sur une grande échelle sans grands problèmes techniques reliés aux véhicules.»



"At our laboratories in Michigan, we're using electronic controls to achieve an engine that operates at high efficiency on methanol, gasoline or any mixture of the two. We've brought to this symposium an Escort containing an experimental version of the variable-mixture system. There's an optical sensor on board that automatically adjusts the fuel flow to the engine as the fuel mix changes. I've driven the car and found the driveability quite stable with different fuel mixtures."

At the same recent Symposium in Ottawa, a senior administrator of the U.S. Environmental Protection Agency, Mr. Joseph A. Cannon, highlighted that Agency's excitement about neat methanol as the most promising alternative transportation fuel for the United States and most other countries. He highlighted neat methanol's proven capability to reduce undesirable vehicle emissions, including nitrogen oxides (a factor contributing to acid rain) and hydrocarbons that contribute to ozone deterioration. He also saw methanol as the optimum way to use the U.S.A.'s huge coal reserves for transportation, helping to provide jobs and reduce oil imports at costs that are likely to be competitive with gasoline, based on oil prices ranging from \$25 to \$35 per barrel (constant dollars). Mr. Cannon noted that President Reagan recently established a Cabinet Council methanol working group.

The State of California—with a gasoline market larger than all of Canada's—has sponsored extensive demonstration of neat methanol cars and buses, primarily in response to methanol's environmental benefits. These demonstrations have confirmed methanol's feasibility and attractiveness. California now offers a \$1,000 tax credit to any private citizen who has his car converted to use methanol.

## METHANOL AND CANADA

In Canada today, methanol is a cheaper car fuel to produce than gasoline made from Alberta oil sands or imported foreign supplies of crude oil. Because Canadians will continue to need extensive new made-in-Canada liquid fuel supplies through the 1990s, this fact is important especially in light of delays and cancellations of previously expected mega-oil sands projects.

Despite all these factors—including our producers' urgent need to develop new fuel markets for methanol—not a drop of methanol is yet sold commercially in Canada as a fuel for vehicles.

Various government reports and other documents have confirmed that methanol fuel development is in the national interest. Various government sponsored demonstrations have also confirmed that this fuel can be used in our vehicles.

«Dans nos laboratoires du Michigan, nous utilisons des dispositifs de contrôle électronique pour produire un moteur à grand rendement alimenté au méthanol, à l'essence ou avec un mélange de ces deux carburants. Nous présentons à ce colloque une automobile de modèle Escort contenant une version expérimentale du système d'alimentation à mélange variable. Une sonde optique ajuste automatiquement l'alimentation au fur et à mesure que change le mélange de carburant. J'ai conduit cette voiture et constaté que la conduite demeure très stable peu importe les mélanges de carburant utilisés.»

A ce même colloque, tenu récemment à Ottawa, un administrateur cadre de l'Agence de la protection de l'environnement des États-Unis, M. Joseph A. Cannon, a parlé de l'enthousiasme porté par l'Agence au méthanol propre, qu'on considère comme le carburant de transport de rechange le plus prometteur pour les États-Unis et pour la plupart des autres pays. Il a insisté sur la capacité éprouvée du méthanol propre à réduire les émanations indésirables des véhicules, notamment les oxydes d'azote (un facteur contribuant aux précipitations acides) et les hydrocarbures, qui contribuent à la détérioration de la couche d'ozone. Il a également déclaré voir dans le méthanol le moyen optimum d'utiliser les importantes réserves de charbon des États-Unis dans le secteur des transports, ce qui contribuerait à créer des emplois et à réduire les importations de pétrole, à des coûts susceptibles de concurrencer l'essence, en retenant un prix, pour le pétrole, variant entre 25 \$ et 35 \$ le baril (en dollars constants). M. Cannon a ajouté que le Président Reagan avait récemment créé un groupe de travail sur le méthanol, au sein du Conseil du cabinet.

L'État de la Californie—dont le marché de l'essence est plus important que celui du Canada entier—a parrainé un programme de démonstration extensif de l'utilisation du méthanol propre dans des voitures et des autobus, principalement en raison des avantages environnementaux du méthanol. Ces démonstrations ont confirmé la faisabilité et l'attrait du méthanol. La Californie offre maintenant un dégrèvement fiscal de 1 000 \$ à tout citoyen qui, à titre privé, fait convertir sa voiture au méthanol.

## LE MÉTHANOL ET LE CANADA

Au Canada, aujourd'hui, le méthanol est un carburant automobile moins cher à produire que l'essence tirée des sables pétrolifères albertains ou du brut étranger importé. Comme les Canadiens continueront à avoir besoin d'importants approvisionnements nouveaux de carburant liquide produit au Canada, tout au long de la décennie 1990, cette réalité revêt une importance particulière, compte tenu des délais et des annulations de méga-projets d'exploitation des sables pétrolifères.

En dépit de tous ces facteurs—y compris l'urgente nécessité pour nos producteurs de développer de nouveaux marchés pour le méthanol—pas une goutte de méthanol n'est encore écoulée sur le marché commercial canadien comme carburant pour alimenter les véhicules.

Divers rapports gouvernementaux et autres documents ont confirmé que le développement du carburant de méthanol sert l'intérêt national. Diverses démonstrations parrainées par les



The House of Commons Special Committee Report on Alternative Energy and Oil Substitution, in May 1981, concluded that methanol offered prospects of becoming a very important fuel in the long term transition from oil to hydrogen and electric energy sources, and that there is a great potential for developing a methanol-from-biomass industry in Canada which could establish this country as a world leader in methanol technology. Unlike propane and compressed natural gas, the Special Committee viewed methanol as a renewable fuel suited for use well beyond the turn of the century. The Special Committee recommended, among other actions:

1. a shift to methanol fuel in the transportation sector starting in the early 1980s; and
2. the construction of a methanol plant using a combination of natural gas and wood biomass, such as the one that CMC is proposing to build in Renfrew County, Ontario, to demonstrate this technology for methanol production as soon as possible.

Methanol can be produced locally, as already noted, in sizable amounts throughout Canada based on local wood wastes (our forest industry remains one of Canada's major employers), peat (Canada has the world's largest reserves of peat), and other resources as well as natural gas. Liquid fuel supply potentials are easily equivalent to several mega-oil sands projects.

CMC's studies confirm that methanol can be cost-effectively supplied to Ontario and Quebec markets from plants located in those regions using natural gas (from western Canada today) and local wood waste raw materials. Wood, peat, lignite and electrolytic hydrogen resource potentials in these provinces are also sufficient to ensure long term supplies for all of their transport needs.

Officials from the Ontario Energy Corporation have announced that their own extensive Methanol Assessment conducted for the Ontario government confirms extensive future capability—once natural gas prices start to rise significantly—to produce methanol in Ontario without natural gas using a combination of electrolytic hydrogen and local solid carbon-based resources such as peat, lignite or wood.

In addition to jobs and enhanced use of our resources, methanol offers other advantages. The total barrel of methanol produced is suitable for transportation fuel to replace gasoline or diesel fuel; it can also be a cost efficient home heating fuel for retrofitted oil furnaces in areas not served by natural gas.

gouvernements ont également confirmé que ce carburant peut être utilisé dans nos véhicules.

Le rapport du Comité spécial de la Chambre des Communes sur l'énergie de rechange et le remplacement du pétrole, de mai 1981, concluait que le méthanol pourrait bien devenir un combustible très important dans la transition à long terme du pétrole à l'hydrogène et aux sources d'énergie électrique, et qu'il y a un grand potentiel pour développer au Canada une industrie de production de méthanol tiré de la biomasse, susceptible d'amener ce pays à la fine pointe de la technologie du méthanol. A l'encontre du propane et du gaz naturel comprimé, le Comité spécial a considéré le méthanol comme un carburant renouvelable qui pourrait être utilisé bien après le tournant du siècle. Le Comité spécial a donc recommandé, notamment,

1. l'adoption du carburant de méthanol dans le secteur des transports dès le début des années 1980; et
2. la construction d'une usine de méthanol utilisant un mélange de gaz naturel et de résidus de bois, du genre que la CMC prévoit construire dans le Comté de Renfrew (Ontario), pour faire la démonstration de cette technologie de production de méthanol le plus tôt possible.

Le méthanol peut être produit localement, comme nous l'avons déjà dit, en quantité importante, par tout le Canada, à partir de résidus de bois locaux (notre industrie forestière demeure l'un des principaux employeurs du Canada), de tourbe (le Canada possède les plus importantes réserves de tourbe au monde) et d'autres ressources ainsi qu'à partir du gaz naturel. Les possibilités d'approvisionnement en carburant liquide correspondent facilement à plusieurs méga-projets d'exploitation de sables bitumineux.

Les études de la CMC confirment que le méthanol peut être fourni économiquement aux marchés de l'Ontario et du Québec à partir d'installations qui seraient construites dans ces régions et qui utiliseraient le gaz naturel (de l'Ouest du Canada, aujourd'hui) et les résidus de bois locaux, comme source d'alimentation. Le potentiel au niveau des ressources en bois, en tourbe, en lignite et en hydrogène électrolytique de ces provinces, est également suffisant pour assurer la satisfaction à long terme de tous leurs besoins reliés aux transports.

Les représentants de la Société d'énergie de l'Ontario ont annoncé que leur propre évaluation approfondie du méthanol, faite pour le compte du Gouvernement de l'Ontario, confirme la capacité éventuelle importante—une fois que le prix du gaz naturel commencera à augmenter de façon significative—au chapitre de la production de méthanol en Ontario sans gaz naturel, en utilisant un mélange d'hydrogène électrolytique et de ressources locales solides basées sur le carbone, comme la tourbe, la lignite ou le bois.

En plus des emplois créés et de l'utilisation améliorée de nos ressources, le méthanol offre d'autres avantages. Tout le baril de méthanol produit peut servir de carburant de transport pour remplacer l'essence ou le carburant diesel; le méthanol peut également s'avérer un combustible économique dans les résidences, lorsqu'on l'utilise dans des chaudières à mazout adaptées, dans les régions qui n'ont pas accès au gaz naturel.

Compared with options such as oil sands projects, methanol production offers Canada the prospect of manageable supply growth with the following specific advantages:

- less capital investment required than to produce equivalent quantities of transport fuel from oil sands;
- fewer environmental problems associated with the process;
- greater opportunity to share economic development across Canada;
- direct and effective exploitation of surplus gas and wood wastes in a priority energy use;
- short three year lead time per plant;
- growth with small scale and geographically diversified plants relative to oil sands.

The fastest growing world use for methanol is as an additive, blended with gasoline to replace lead as an octane booster. More than one-third of West German gasoline sales, and more than 3.5 per cent of gasoline sales in the United States, currently contain methanol blends or additives. (For example, at the end of 1983, an unleaded gasoline blend containing five per cent methanol was being dispensed by some 2,000 retail outlets in the northeastern states).

Canada's Ministry of Environment has a new policy which requires significant reductions, by 1987, in the use of lead as an octane additive in gasoline. Though this will stimulate Canadian use of methanol in blends with unleaded gasoline, the Canadian market is too small to offer prospects of truly significant methanol sales in blends. (Our exports of methanol already are more than enough to replace six per cent of our total gasoline pool.) Thus, in order to realize Canada's unique potential and to provide a major new contribution to jobs and liquid fuel security, we must encourage the use of methanol today as a neat car fuel—as discussed by Mr. Petersen from Ford, and by Mr. Cannon from the U.S. EPA; and as already done successfully by Brazil with another alcohol (ethanol). To achieve our aim, we should expect to use flexible fuel vehicles—vehicles able to use gasoline or methanol—such as the one displayed by Ford at the recent Ottawa Symposium.

Clearly, our national interest demands that we encourage largescale and rapid development of methanol fuel markets in North America. As the leading world exporter, we must lead U.S. methanol market development rather than lag far behind.

Attachment B reviews the economics of methanol fuel use in Canada.

Comparée à des options comme les projets d'exploitation des sables pétrolières, la production de méthanol offre au Canada la perspective d'une croissance d'approvisionnement administrable présentant les avantages spécifiques suivants:

- capitalisation moins importante que pour produire des quantités équivalentes de carburant de transport à partir des sables pétrolières;
- moins de problèmes environnementaux sont associés au procédé;
- meilleure occasion de répartir le développement économique à l'échelle du Canada;
- exploitation directe et réelle du gaz excédentaire et des résidus de bois, pour une utilisation énergétique prioritaire;
- court délai de trois ans par installation;
- croissance axée sur des installations sur une petite échelle, largement réparties sur le plan géographique, contrairement aux sables pétrolières.

L'utilisation du méthanol enregistrant la croissance la plus rapide, sur le marché mondial, est sous forme d'additif, mêlé à l'essence, pour remplacer le plomb et relever l'indice d'octane. Plus du tiers des ventes d'essence en Allemagne de l'Ouest et plus de 3,5 p. 100 des ventes d'essence aux États-Unis, contiennent actuellement des mélanges ou des additifs de méthanol. (Ainsi, par exemple, à la fin de 1983, un mélange d'essence sans plomb contenant 5 p. 100 de méthanol était distribué par quelque 2 000 postes de vente au détail des États du Nord-Est).

Le ministère de l'Environnement du Canada a adopté une nouvelle politique qui impose des réductions importantes, d'ici à 1987, au niveau de l'utilisation du plomb pour relever l'indice d'octane de l'essence. Même si ceci encouragera l'utilisation au Canada du méthanol dans les mélanges avec l'essence sans plomb, le marché canadien est trop petit pour offrir des perspectives de ventes de méthanol vraiment significatives pour les mélanges. (Nos exportations de méthanol sont déjà plus que suffisantes pour remplacer 6 p. 100 de notre stock d'essence total.) Ainsi, pour réaliser le potentiel unique du Canada et faire un nouvel apport important au niveau de la création d'emplois et de la sécurité des carburants liquides, nous devons encourager l'utilisation du méthanol dès aujourd'hui comme carburant automobile propre, comme l'ont préconisé M. Petersen, de la société Ford, et M. Cannon, de l'APE des États-Unis, et comme l'ont déjà fait avec succès le Brésil avec un autre alcool (l'éthanol). Pour réaliser notre objectif, nous devrions prévoir utiliser des véhicules souples au niveau de l'alimentation, i.e. des véhicules pouvant utiliser de l'essence ou du méthanol, comme le modèle présenté par la société Ford lors du colloque tenu à Ottawa récemment.

Manifestement, notre intérêt national exige que nous encourageons le développement rapide et sur une grande échelle des marchés du carburant de méthanol en Amérique du Nord. À titre de chef de file sur le marché mondial de l'exportation, nous devons orienter le développement du marché du méthanol aux États-Unis et non traîner de l'arrière.

L'Annexe B passe en revue l'économique de l'utilisation du carburant de méthanol au Canada.



Last December, Canada's methanol producers offered government officials the following scenario for use in Canada of methanol as a fuel in 1990. (Present Canadian supply capacity is about 2,200 million litres per year.):

- 760 million litres per year as a neat fuel in 100,000 passenger cars and 5,000 urban buses;
- 380 million litres per year to blend with gasoline, assuming 25 per cent penetration of the gasoline market with a blend containing 5 per cent methanol;
- almost 400 million litres per year continued use in chemical markets, related largely to forestry manufacturing.

This scenario highlights the dramatic initiatives which now can be taken to bring about consumption of methanol as a fuel in Canada provided that we focus *immediately* on its use in the vehicle market. (Canada alone has over ten million gasoline vehicles.) Success would surely launch methanol as a mass-market vehicle fuel in North America and open the door to immense ongoing development.

#### THE ONTARIO MARKET AND GOVERNMENT SUPPORT

Ontario is the key market for any major methanol fuel initiative in Canada. More than 35 per cent of our gasoline sales occur there and the dominant share of our vehicle production originates there. Under the scenario outlined above, the Ontario methanol market could exceed 700 million litres per year, by 1990, provided that a major Canadian fuel marketing initiative is undertaken now.

Ontario's experience with propane-powered vehicles indicates that a new gaseous fuel was able to achieve rapid market penetration, once appropriate tax incentives were put in place, with government "legitimization". In only three years, after fuel and sales taxes were removed in that province from alternative fuels and vehicles powered by alternative fuels—including the sales tax on conversion kits—use of propane increased to over 30,000 vehicles, displacing about one to two per cent of the province's gasoline consumption. (These taxes are presently about 8 cents per litre on gasoline and 7 per cent on vehicle sales.)

The Ontario government has maintained a strong and active interest in developing alternative liquid fuels such as methanol, and has set a target to substitute these fuels, by 1995, for 10 per cent of the gasoline and diesel fuel used in the province. Existing vehicle and fuel tax incentives encourage Ontario motorists to operate their vehicles on something other than gasoline. They are an important reason why CMC decided to locate its proposed methanol plant in that part of the country. This plant's planned production capacity of from 360 to 460

En décembre dernier, les producteurs de méthanol du Canada ont présenté aux représentants du gouvernement la démarche suivante pour permettre l'utilisation du méthanol au Canada comme carburant, en 1990. (La capacité d'approvisionnement actuelle du Canada s'établit à environ 2 200 millions de litres par an):

- 760 millions de litres par an de carburant propre, dans 100 000 voitures de tourisme et 5 000 autobus urbains;
- 380 millions de litres par an qui seront mélangés à l'essence, en supposant une pénétration de 25 p. 100 du marché de l'essence avec un mélange contenant 5 p. 100 de méthanol;
- presque 400 millions de litres par an d'utilisation soutenue par les marchés chimiques, reliés en grande partie à la fabrication de produits forestiers.

Cette démarche met en lumière les initiatives importantes qui doivent être prises dès maintenant pour concrétiser l'utilisation du méthanol comme carburant au Canada, et qui doivent se concentrer *immédiatement* sur l'utilisation du méthanol sur le marché automobile (Le Canada à lui seul compte plus de 10 millions de véhicules alimentés à l'essence.) Une réussite permettrait sans aucun doute de lancer le méthanol comme carburant automobile sur le marché de masse, en Amérique du Nord, et d'ouvrir ainsi la porte à un développement soutenu d'envergure.

#### LE MARCHÉ ONTARIEN ET LE SOUTIEN GOUVERNEMENTAL

L'Ontario est le marché clé de toute initiative d'envergure reliée au carburant de méthanol, au Canada. Plus de 35 p. 100 de nos ventes d'essence sont enregistrées en Ontario et c'est de là que provient la part dominante de notre production de véhicules. Selon la démarche ci-avant décrite, le marché ontarien du méthanol pourrait, vers 1990, dépasser 700 millions de litres par an, à condition de prendre dès maintenant une initiative d'envergure pour commercialiser ce carburant canadien.

L'expérience ontarienne dans le domaine des véhicules alimentés au propane révèle qu'un nouveau carburant gazeux a pu faire une percée rapide sur le marché, après l'adoption des stimulants fiscaux appropriés, allée à la légitimisation gouvernementale. En trois ans à peine, suite à l'élimination des taxes de vente et des taxes sur le carburant, dans cette province, frappant les carburants de rechange et les véhicules alimentés par ces carburants—y compris la taxe de vente sur les trousseaux de conversion—l'utilisation du propane s'est accrue à plus de 30 000 véhicules, remplaçant ainsi 1 à 2 p. 100 de la consommation d'essence de la province. (Ce taxes s'établissent actuellement à environ 8 cents le litre dans le cas de l'essence et à 7 p. 100, dans le cas des ventes de véhicules.)

Le Gouvernement de l'Ontario a continué de s'intéresser vivement au développement des carburants liquides de rechange comme le méthanol et il a arrêté un objectif: remplacer, grâce à ces carburants, d'ici à 1995, 10 p. 100 de l'essence et du carburant diesel utilisés dans cette province. Les stimulants existant au niveau de la taxe sur les véhicules et le carburant encouragent les automobilistes ontariens à utiliser un autre carburant que l'essence. Il s'agit là d'un des motifs qui ont incité la CMC à choisir cette région pour y construire son



million litres per year will be sufficient to displace 2 to 3 per cent of Ontario's gasoline use.

The Ministry of Energy, in conjunction with the Ontario Government's Board of Industrial Leadership and Development (BILD), is supporting CMC's current methanol production and marketing activities in Ontario. It is doing so by means of funding commitment, matched by the federal Department of Energy, Mines and Ressources, to CMC's CREDA program. This support has been provided, according to The Honourable Philip Andrews, Ontario's Minister of Energy, "... to demonstrate the commitment by both our governments (Ontario and Canada) to methanol fuel development in Eastern Canada". (Letter to the Honourable Jean Chrétien in February, 1984.)

In this same letter, Mr. Andrews wrote Mr. Chrétien as follows with regard to CMC's program: "My colleagues and I feel it is premature to make the long term commitment requested by CMC in terms of capital assistance, market support and tax incentives until a clear national policy on methanol fuel is in place". Notwithstanding this reservation, at the Sixth International Symposium Alcohol Fuels Technology, held in late May, in Ottawa, he clearly set forth Ontario's commitment to methanol and other transportation fuels based on natural gas. At the same time, he predicted that if these fuels are to achieve major success in Canada, they will have to be positioned within an overall national energy framework.

To date, the federal level of government has failed to create any policy of encouragement within its NEP (e.g., incentives, grants, price controls or supports, etc.) for the use or production of methanol as a fuel. This stands out in stark contrast to the extensive NEP supports which relate to all forms of new petroleum production, natural gas production, the use of natural gas and propane as vehicle fuels and the use of natural gas for other purposes—especially to replace oil as a heating fuel in eastern Canada.

#### FEDERAL MINISTER OF ENERGY SUPPORT

The Honourable Jean Chrétien (Minister of Energy, Mines and Ressources) has on several occasions confirmed his support for CMC's proposed Renfrew, Ontario plant and other initiatives to introduce methanol as a vehicle fuel in Canada. CMC's request to receive CREDA support, which resulted in CMC's recently approved CREDA program in Ontario, was initiated at the suggestion of the Minister. In a letter dated March 7, 1984, the Minister indicated his agreement to a further demonstration payment from the CREDA program of up to \$5 million for the gasification portion of CMC's proposed methanol plant in Renfrew, conditional on a matching commitment from Ontario and on a commitment by CMC to build the complete methanol plant. The Minister has also confirmed

usine de méthanol. La capacité de production prévue de cette usine se situera entre 360 et 460 millions de litres par année et permettra de remplacer de 2 à 3 p. 100 de l'essence utilisée en Ontario.

Le ministère de l'Énergie, avec le concours de la Commission d'initiative et de développement industriel du Gouvernement de l'Ontario, appuie les initiatives actuelles de la CMC au niveau de la production et de la commercialisation du méthanol en Ontario, et il s'est engagé à financer le programme «CREDA» de la CMC; cet engagement financier est jumelé par le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Ce soutien a été accordé, selon l'honorable Philip Andrews, ministre de l'Énergie de l'Ontario «... pour illustrer l'engagement pris par nos deux gouvernements (Ontario et Canada) pour favoriser le développement du carburant de méthanol dans l'Est du Canada». (Lettre de février 1984 à l'honorable Jean Chrétien.)

Dans cette même lettre, M. Andrews disait à M. Chrétien ce qui suit concernant le programme de la CMC: «Mes collègues et moi-même estimons prématuré de prendre l'engagement à long terme sollicité par la CMC en termes d'aide au niveau des immobilisations, du soutien du marché et des encouragements fiscaux, avant que n'ait été adoptée une politique nationale claire concernant le carburant de méthanol». Nonobstant cette réserve, au Sixième colloque international sur la technologie des carburants d'alcool, tenu fin mai à Ottawa, M. Andrews a clairement exprimé l'engagement de l'Ontario relativement au méthanol et aux autres carburants de transport tirés du gaz naturel. Il a alors prédit que, pour que ces carburants obtiennent la faveur des Canadiens, ils devront s'inscrire dans le cadre d'une structure énergétique nationale globale.

A ce jour, le niveau fédéral de gouvernement n'a pas réussi à arrêter une politique d'encouragement dans le cadre de son PÉN (e.g. stimulants, subventions, mécanismes de régie des prix ou soutiens aux prix, etc.), susceptible d'encourager l'utilisation ou la production du méthanol comme carburant. Il s'agit là d'un fort contraste par rapport aux encouragements prévus dans le PÉN pour toutes les formes de nouvelle production pétrolière, de production de gaz naturel, d'utilisation du gaz naturel et du propane comme carburants dans les véhicules, et d'utilisation du gaz naturel à d'autres fins—tout particulièrement pour remplacer le pétrole comme combustible dans l'Est du Canada.

#### LE MINISTRE FÉDÉRAL DU SOUTIEN ÉNERGÉTIQUE

À plusieurs reprises, l'honorable Jean Chrétien (ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources) a confirmé son soutien à l'usine que la CMC propose de construire à Renfrew (Ontario) et aux autres initiatives visant à offrir le méthanol comme carburant au Canada. La demande de la CMC visant l'obtention d'un soutien «CREDA», et qui a donné lieu au programme «CREDA» récemment autorisé en Ontario, a été présentée à la suggestion du ministre. Dans une lettre en date du 7 mars 1984, le ministre précisait son accord à un paiement de démonstration supplémentaire, à même le programme «CREDA», jusqu'à concurrence de 5 millions de dollars, pour l'élément gazéification de l'usine de méthanol que se propose de construire la CMC à Renfrew, sous réserve d'un engage-

that his Ministry sees significant promise in methanol as an alternative transport fuel in future and that they would be prepared to give federal policy support to methanol when appropriate.

The Federal Ministry of Energy is currently providing funding support (along with the provinces) for various demonstrations of methanol fuel, involving both blends with gasoline and methanol vehicles, in Ontario and Manitoba. The Ministry is also completing assessments of policy options to encourage use of methanol fuel in Canada.

During the past month, Mr. Chrétien has announced the completion of an agreement with Alberta concerning new uses for industrial gas in eastern Canada. Gas sales destined for certain specific uses will be eligible, during the next three years, for a price incentive funded by governments and gas producers and valued at 35 cents per gigajoule of new natural gas purchased. Applied on a longer term basis, this type of incentive could be an important means of ensuring that Ontario gets an equal opportunity to dedicate natural gas to the local production of methanol, destined for use as transportation fuel, on a cost-effective basis.

#### NATIONAL ENERGY PROGRAM

CMC believes that, if Canada is to ensure its continued development and national security, the overall objectives of the National Energy Program (NEP) must be maintained during the balance of this century.

The NEP has established the support framework required for development of new petroleum supplies and encouragement of Canadian ownership in this sector. Additionally, it has provided national signals and incentives to stimulate the production and use of fuels other than oil products. It has encouraged, successfully, the employment of new uses for natural gas and new development of petroleum supplies under Canadian ownership and control. It has stimulated investment in the extensive exploration of our remote and costly frontier regions, and it has sustained at least some ongoing activity in our heavy oils and oil sands synthetic fuels.

Why, then, has the NEP completely ignored Canada's opportunities to exploit methanol as a fuel? A fuel which can both replace oil products and develop an immense array of new liquid fuel supplies based on natural gas, wood, peat and other resources.

At présent, methanol continues to be treated only as a petrochemical, exempt from NEP incentive supports and regulations with respect to pricing and exports. To be sure, the supporting legislation recognizes a possible *future* relevance of methanol as a fuel derived from natural gas or coal (though

ment financier semblable de la part de l'Ontario et d'un engagement de la CMC à construire l'usine de méthanol au complet. Le ministre a également confirmé que son ministère estime que le méthanol offre des possibilités intéressantes comme carburant de transport de rechange, pour l'avenir, et qu'il serait disposé à soutenir cette option, au moment opportun, dans la politique fédérale.

Le ministre fédéral de l'Énergie fournit actuellement un soutien financier (de concert avec les provinces) pour diverses démonstrations d'utilisation du carburant de méthanol, impliquant tant les mélanges avec l'essence que les véhicules alimentés au méthanol, en Ontario et au Manitoba. Le ministère s'occupe également de compléter les évaluations des options politiques visant à encourager l'utilisation du carburant de méthanol au Canada.

Le mois dernier, M. Chrétien annonçait la signature d'une entente avec l'Alberta concernant les nouvelles utilisations du gaz industriel dans l'Est du Canada. Les ventes de gaz destinées à certaines utilisations spécifiques seront admissibles, au cours des trois prochaines années, à un encouragement de prix, financé par les gouvernements et les producteurs de gaz, encouragement évalué à 35 cents par gigajoule de gaz naturel nouveau acheté. Appliqué sur une base à long terme, ce type de stimulant pourrait s'avérer un mécanisme important pour faire en sorte que l'Ontario profite également du gaz naturel affecté à la production locale de méthanol, destiné à servir de carburant de transport, sur une base économique.

#### PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

La CMC estime que pour que le Canada assure son développement soutenu et sa sécurité nationale, les objectifs généraux du Programme énergétique national (PÉN) doivent être maintenus jusqu'à la fin du siècle.

Le PÉN a établi la structure de soutien requise pour permettre le développement de nouveaux approvisionnements pétroliers et l'encouragement de la participation canadienne dans ce secteur. De plus, le PÉN a donné au niveau national des signaux et des incitations pour stimuler la production et l'utilisation de carburants de rechange, pour remplacer les produits pétroliers. Il a encouragé, avec succès, les nouvelles utilisations du gaz naturel et les nouveaux projets de mise en valeur des approvisionnements pétroliers assujettis à la propriété et à la maîtrise des Canadiens. Le PÉN a stimulé les investissements dans le domaine de l'exploration de nos régions pionnières, reculées et coûteuses, et il a soutenu au moins le maintien des activités dans le domaine de l'exploitation des carburants synthétiques tirés des sables pétrolifères et des pétroles lourds.

Pourquoi alors le PÉN a-t-il complètement ignoré les possibilités offertes au Canada par l'exploitation du méthanol comme carburant? Un carburant qui peut remplacer les produits pétroliers et assurer une vaste gamme de nouveaux approvisionnements de carburant liquide à partir du gaz naturel, du bois, de la tourbe et d'autres ressources.

A l'heure actuelle, le méthanol continue d'être considéré uniquement comme un produit pétrochimique et ne peut profiter des encouragements, et des règlements du PÉN applicables à la détermination des prix et aux exportations. A la vérité, la législation habilitante reconnaît la pertinence éventuelle possi-



not from wood, peat, or other resources). On June 28, 1982, before a Senate Committee, The Honourable Marc Lalonde explained that the Cabinet had authority under this legislation to designate as an 'oil product' methanol made from coal. Such authority envisaged 'the possible designation of a product, such as methanol, that is a source of energy'. Similarly, the Energy Administration Act provides a capability to designate as an 'oil product' methanol made from natural gas, for purposes of domestic price regulation and possible incentive compensation support (such as that which is provided now to new oil supplies).

CMC submits that methanol should now be recognized formally in the NEP as a priority national liquid fuel for use in the transportation sector. Its continued exclusion from NEP support severely prejudices consumer and investor interest against it as an alternative to other liquid fuels. Despite strong incentive support from Ontario, CMC continues to discover serious resistance to methanol when potential participants learn that this fuel (unlike propane and natural gas) is excluded from federal government support.

#### IMMEDIATE MODIFICATIONS TO NEP FOR MARKETING

CMC recommends that three specific modifications to the NEP be implemented immediately to encourage methanol fuel use in Canada:

##### 1. *Vehicle Conversion Grants*

- provide taxable grants of \$300 to \$400 per vehicle to encourage conversion to methanol fuel use
- remove discrimination against methanol vehicle conversions (NEP grants exist now of \$400 to \$500 per vehicle for propane and natural gas conversion)
- target 100,000 methanol vehicles by 1990

##### 2. *Retail Outlet Conversion Grants*

- provide taxable grants of up to \$10,000 per retail outlet to encourage introduction of a capability to dispense methanol fuels and to blend, on-site, gasoline and methanol products
- grants of \$50,000 per outlet exist now to introduce compressed national gas
- target 1,000 outlets by 1990

##### 3. *Price Incentives*

- provide federal price incentives, under authority of the Energy Administration Act (Part IV) whereby methanol now produced from natural gas can be declared a "petroleum product" and incentive compensation can be provided, funded by the Petroleum Compensation Charge (PCC); this Act provides the basis for current oil product

ble du méthanol comme carburant tiré du gaz naturel et du charbon (mais non à partir du bois, de la tourbe ou d'autres ressources). Le 28 juin 1982, devant un Comité sénatorial, l'honorable Marc Lalonde expliquait que le Cabinet avait le pouvoir, aux termes de cette loi, de désigner comme «produit pétrolier» le méthanol tiré du charbon. Ce pouvoir envisageait «la désignation possible d'un produit, comme le méthanol, qui est une source d'énergie». De la même façon, la Loi sur l'administration de l'énergie permet de désigner comme «produit pétrolier» le méthanol tiré du gaz naturel, pour des fins de réglementation du prix intérieur et, peut-être, pour des fins de soutien par des indemnités et des encouragements (comme par exemple dans le cas du soutien offert actuellement aux nouveaux approvisionnements pétroliers).

La CMC estime que le méthanol devrait maintenant être reconnu formellement dans le PÉN, comme un carburant liquide national prioritaire destiné à une utilisation dans le secteur des transports. Le maintien de son exclusion du soutien du PÉN porte de graves préjudices aux intérêts du consommateur et de l'investisseur, comme option pour remplacer d'autres carburants liquides. Malgré le soutien important accordé par l'Ontario, la CMC constate encore une sérieuse résistance au méthanol lorsque les participants possibles apprennent que ce carburant (à l'encontre du propane et du gaz naturel) ne jouit pas de l'appui du gouvernement fédéral.

#### MODIFICATIONS IMMÉDIATES AU PÉN À DES FINS DE COMMERCIALISATION

La CMC recommande l'application immédiate de trois modifications spécifiques au PÉN, pour encourager l'utilisation du carburant de méthanol au Canada:

##### 1. *Subventions à la conversion des véhicules*

- accorder des subventions imposables de 300 \$ à 400 \$ par véhicule, pour encourager la conversion au carburant de méthanol;
- éliminer la discrimination dont fait l'objet la conversion des véhicules au méthanol (le PÉN accorde actuellement des subventions de 400 \$ à 500 \$ par véhicule, pour la conversion au propane et au gaz naturel);
- viser un objectif de 100 000 véhicules au méthanol, d'ici à 1990.

##### 2. *Subventions à la conversion des postes de vente au détail*

- accorder des subventions imposables jusqu'à concurrence de 10 000 \$ par poste de vente au détail, pour encourager la mise en place du réseau de distribution du carburant de méthanol et pour permettre de mélanger, sur place, les produits d'essence et de méthanol;
- des subventions de 50 000 \$ par poste de vente, sont actuellement offertes pour encourager l'introduction du gaz naturel comprimé;
- viser un objectif de 1 000 postes de vente, d'ici à 1990.

##### 3. *Encouragements au niveau des prix*

- prévoir des encouragements fédéraux aux prix, aux termes de la Loi sur l'administration de l'énergie (Partie IV), en vertu de laquelle le méthanol actuellement tiré du gaz naturel peut être déclaré «produit pétrolier» et une indemnisation d'incitation, versée, financée à même le droit d'indemnisation pétrolière (DIP); cette loi constitue la



price regulation and incentive compensation paid to producers of new oil supplies

- this incentive compensation should be provided to producers who participate on a voluntary basis:
- to compensate producers for new fuel supply sales in Canada at prices compatible with oil prices; and
- to encourage development of new methanol fuel uses by Canadians to replace gasoline and diesel fuel
- Attachment C outlines a specific proposal, including initial federal incentives of about 3.4c./litre of methanol fuel use in Canada; this is well below Ontario's incentive of no fuel tax on methanol (gasoline in Ontario is now taxed 8.0c./litre) and would add less than 5c. per barrel to the PCC charge on oil consumed in Canada under even highly successful scenarios for methanol fuel use in the 1980s.

The above modifications would transmit a clear signal and incentive to encourage a near term launch of methanol vehicle development and fuel use in Canada. Consumers and existing methanol producers would both benefit in the near term; in addition, this action would establish a firm basis to proceed with financing and construction of new methanol manufacturing facilities in eastern Canada to serve the future needs of these new fuel markets on a cost-effective basis.

#### ADDITIONAL MODIFICATIONS TO NEP FOR MANUFACTURING

CMC recommends the following additional modifications to the NEP to encourage new methanol fuel manufacturing development in Ontario, Quebec and other regions along the lines recommended earlier by the House of Commons Special Committee:

##### 1. *Competitive Pricing of Natural Gas*

- provide incentives or other measures to encourage competitive pricing of natural gas sales for methanol fuel produced in eastern as well as western Canada
- existing gas pricing for methanol production in Ontario is too high, both in light of present fuel market conditions and—equally importantly—in light of gas pricing available for facilities located in Alberta; this situation inhibits development of integrated methanol fuel supply and marketing initiatives in Canada's key domestic market area
- the recent gas price reduction of 35¢ per gigajoule for large industry in only for three years; longer term meas-

base de la réglementation actuelle du prix des produits pétroliers et de l'indemnisation d'encouragement versée aux producteurs de nouveaux approvisionnements pétroliers;

- cette indemnisation d'encouragement devrait être accordée aux producteurs qui participent au programme sur une base volontaire:
- pour indemniser les producteurs, pour les ventes de nouveaux approvisionnements de carburants au Canada, à des prix compatibles avec ceux du pétrole; et
- pour stimuler le développement de nouvelles utilisations du carburant de méthanol, par les Canadiens, pour remplacer l'essence et le carburant diesel;
- L'Annexe C présente une proposition spécifique, comprenant notamment des encouragements fédéraux initiaux d'environ 3,4c./litre de carburant de méthanol utilisé au Canada, ce qui est bien inférieur aux stimulants offerts par l'Ontario qui a supprimé la taxe sur le carburant de méthanol (en Ontario, l'essence est actuellement assujettie à une taxe de 8,0 c./litre); ceci ajouterait moins de 5c. par baril au droit DIP frappant le pétrole consommé au Canada, même en retenant des hypothèses de forte consommation de carburant de méthanol durant les années 1980.

Les modifications susmentionnées constitueraient une indication sans équivoque et un stimulant pour encourager le lancement à court terme du développement de véhicules au méthanol et de l'utilisation du carburant de méthanol au Canada. Tant les consommateurs que les producteurs actuels de méthanol profiteraient de cette initiative à court terme; cette initiative établirait en outre une bonne base pour entreprendre le financement et la construction de nouvelles installations de production de méthanol dans l'Est du Canada, afin de répondre économiquement aux besoins éventuels de ces nouveaux marchés de carburant.

#### MODIFICATIONS ADDITIONNELLES AU PÉN EN RAPPORT AVEC LA FABRICATION

La CMC recommande d'apporter les modifications additionnelles suivantes au PÉN pour encourager le développement de la fabrication du carburant de méthanol en Ontario, au Québec et dans d'autres régions, conformément aux orientations recommandées plus tôt par le Comité spécial de la Chambre des Communes.

##### 1. *Détermination d'un prix concurrentiel pour le gaz naturel*

- prévoir des stimulants ou d'autres mesures pour encourager la détermination d'un prix concurrentiel pour le gaz naturel vendu à des fins de production de carburant de méthanol, dans l'Est et dans l'Ouest du Canada;
- le prix actuel du gaz destiné à la production de méthanol en Ontario est trop élevé, tant à la lumière du contexte marchand actuel que, ce qui est tout aussi important, à la lumière du prix du gaz offert aux installations albertaines; cette situation entrave le développement d'initiatives intégrées d'approvisionnement et de commercialisation du carburant de méthanol sur le principal marché intérieur du Canada;
- la réduction récente du prix du gaz de 35¢ par gigajoule pour la grande industrie n'est prévue que pour une période

ures are needed to encourage new methanol fuel production facilities in eastern Canada.

## 2. *Supply pricing Compensation: Use of Solid Feedstocks*

—amend the Energy Administration Act to enable methanol made from wood or peat also to be declared a "petroleum product", eligible for the same price compensation support as methanol made from natural gas or coal

—provide, during the next decade, a special extra PCC incentive payment to encourage use of wood, peat or coal in combination with natural gas in new methanol plants (see Attachment C).

## 3. *Canadian Investment incentive Grants*

—provide "Petroleum Incentive Program" (PIP) types of incentives to the non-natural gas portions (solid feedstock segments) of new methanol manufacturing plants

—this will attract Canadian investment and encourage development today of new cost-effective approaches suited for Canada's long term security and development; it will specifically encourage use of solid feedstocks in combination with natural gas, which facilitates plant investment in eastern Canada

—similar types of incentives should also be considered on a short term basis to encourage vehicle manufacturers and development of the infrastructure for retail handling of methanol.

The above modifications to the NEP in general extend to methanol fuel the types of national support already afforded to new petroleum supplies and new uses (other than for methanol) of natural gas.

CMC submits that the proposed methanol incentives can be managed and employed in a more cost-effective manner than many existing incentives supposedly intended to enhance Canada's petroleum supplies. Encouragement of new oil sands facilities, for example, at present frequently involves development of product suitable only for export to asphalt market uses. Provision of extremely costly PIP payments to encourage frontier exploration at present often results only in discovery of new high cost gas supplies (rather than petroleum) to augment our current gas surplus.

de trois ans; des mesures à plus long terme sont requises pour encourager la construction de nouvelles installations de production de carburant de méthanol dans l'Est du Canada.

## 2. *Indemnisation pour le prix de l'approvisionnement: utilisation de charges d'alimentation solides*

—modifier la Loi sur l'administration de l'énergie pour permettre de déclarer produit pétrolier le méthanol produit à partir du bois ou de la tourbe, de façon à ce qu'il puisse profiter des mêmes encouragements que le méthanol tiré du gaz naturel ou du charbon;

—prévoir, durant la prochaine décennie, une incitation DIP spéciale supplémentaire pour encourager l'utilisation du bois, de la tourbe ou du charbon combinée au gaz naturel, dans les nouvelles installations de production de méthanol (voir l'Annexe C).

## 3. *Subventions d'encouragement aux investissements canadiens*

—prévoir des encouragements de type PEP (Programme d'encouragement pétrolier), pour les éléments autres que le gaz naturel (composante charge d'alimentation solide), utilisés dans les nouvelles installations de production de méthanol;

—ceci attirera les investissements canadiens et encouragera le développement, aujourd'hui, de nouvelles démarches économiques appropriées au développement et à la sécurité à long terme du Canada; ceci encouragera spécifiquement l'utilisation des charges d'alimentation solides, alliées au gaz naturel, et facilitera ainsi l'investissement dans les installations, dans l'Est du Canada;

—d'autres stimulants semblables devraient également être envisagés, à court terme, pour encourager tant les fabricants de véhicules que la mise en place des infrastructures nécessaires à la distribution du méthanol au niveau du détail.

Les modifications au PEN susmentionnées étendent en général au carburant de méthanol le type de soutien national déjà accordé aux nouveaux approvisionnements pétroliers et aux nouvelles utilisations de gaz naturel (autres que pour le méthanol).

La CMC soutient que les encouragements proposés pour le méthanol peuvent être gérés et employés de façon plus économique que plusieurs des stimulants actuels supposément prévus pour améliorer l'approvisionnement pétrolier du Canada. L'encouragement des nouvelles installations d'exploitation des sables pétrolifères, par exemple, à l'heure actuelle, se traduit souvent par le développement de produits appropriés uniquement à des fins d'exportation, pour des utilisations sur le marché de l'asphalte. Les paiements PEP extrêmement coûteux, visant à encourager la prospection dans les régions pionnières, à l'heure actuelle, se traduisent souvent seulement par des découvertes d'approvisionnements gaziers très coûteux (au lieu de gisements de pétrole), ce qui ne fait qu'accroître notre surplus actuel de gaz.



## ANNEX A

## ANNEXE A

## CANADIAN METHANOL CANADIEN

Canadian Methanol Canadian (CMC) was established in 1980 to implement production and marketing initiatives related to methanol fuel. CMC is 71 per cent owned by The M-100 Group (a Manitoba limited partnership of private Canadian investors) and 29 per cent by Inter-City Gas Corporation (a major integrated Canadian energy company active in many regions and different sectors of Canada's energy industry).

During the past four years CMC and its affiliates have expended considerable private funds to conduct methanol fuel tests and demonstrations in Winnipeg and to develop CMC's proposal for an integrated project to produce and market methanol fuel in Ontario.

CMC's methanol fuel products tests and development in Winnipeg have received federal ITC/DREE funding related to product and process development. CMC is also providing fuels, retail outlets, vehicles and vehicle conversion services to a Canada-Manitoba methanol fuel demonstration in Winnipeg, involving vehicles operating on both gasoline-methanol blends and on pure methanol. CMC's program includes a variety of vehicles able to use pure methanol, including vehicles supplied by Ford Canada, Toyota, and Volkswagen. This program also includes participation of a leading independent gasoline retailer (Domo Gasoline Corporation).

CMC's Ontario methanol fuel development program has now received the active support of both the Federal Government and the Province of Ontario. This program involves:

1. development of methanol marketing, both blended with gasoline and neat or pure, as an automobile fuel in Ontario; and
2. development of a \$250 million plant for the production of methanol in Renfrew County, Ontario, using natural gas and wood waste raw materials.

The second stage of CMC's Ontario program commenced March 30, 1984, with the signing of a letter agreement with the Ministry of Energy, Ontario. Under this agreement, the Federal Government and the Province of Ontario will provide significant financial support to CMC under the Conservation and Renewable Energy Agreement (CREDA) between Canada and Ontario. This demonstration grant support will assist CMC in conducting specified activities during the next several months relating to final engineering tests of the proposed wood gasifier process and to the start of methanol marketing in Ontario. By late fall of this year CMC will have, as a result of this CREDA support, essential wood gasification and plant cost information, the establishment of up to fifteen modified retail fuelling stations demonstrating commercial sale of

## LA SOCIÉTÉ CANADIAN METHANOL CANADIEN

La société Canadian Methanol Canadian (CMC) a été établie en 1980 pour prendre des initiatives de production et de commercialisation reliées au carburant de méthanol. La CMC appartient dans une proportion de 71 p. 100 à The M-100 Group (une société en commandite manitobaine constituée d'investisseurs canadiens privés) et dans une proportion de 29 p. 100, à la société Inter-City Gas Corporation (une grande société énergétique canadienne intégrée active dans plusieurs régions et dans divers secteurs de l'industrie énergétique du Canada).

Durant les quatre dernières années, la CMC et ses sociétés affiliées a consacré des fonds privés considérables pour faire des essais et réaliser des programmes de démonstration sur le carburant de méthanol, à Winnipeg, et pour préparer la proposition de la CMC relative à un projet intégré de production et de commercialisation de carburant de méthanol en Ontario.

Les essais et le développement des produits de carburant de méthanol de la CMC à Winnipeg ont joui d'un financement fédéral IC/MEIR, en rapport avec le développement des procédés et des produits. La CMC fournit également des carburants, des postes de vente au détail, des véhicules et des services de conversion de véhicules dans le cadre d'un programme Canada-Manitoba de démonstration du carburant de méthanol, impliquant des véhicules utilisant tant des mélanges d'essence-méthanol que du méthanol pur. Le programme de la CMC comprend une variété de véhicules pouvant utiliser du méthanol pur, notamment des véhicules fournis par les sociétés Ford Canada, Toyota et Volkswagen. Ce programme comprend également la participation d'un grand détaillant indépendant d'essence (la Domo Gasoline Corporation).

Le programme de développement du carburant de méthanol en Ontario, de la CMC, jouit maintenant du soutien actif du gouvernement fédéral et de la Province de l'Ontario. Ce programme comprend:

1. le développement de la commercialisation du méthanol, pur ou mêlé à l'essence, comme carburant automobile, en Ontario; et
2. le développement d'une usine de 250 millions de dollars, pour produire du méthanol dans le comté de Renfrew (Ontario), à partir du gaz naturel et de résidus de bois.

La deuxième étape du programme ontarien de la CMC a été amorcée le 30 mars 1984 par la signature d'une lettre d'entente avec le ministère de l'Énergie de l'Ontario. Aux termes de cette entente, le gouvernement fédéral et la Province de l'Ontario fourniront un soutien financier significatif à la CMC dans le cadre de l'Entente sur l'économie d'énergie et l'énergie renouvelable (EÉÉÉR) conclue entre le Canada et l'Ontario. Cette subvention à la démonstration aidera la CMC à faire, durant les prochains mois, certains travaux spécifiques reliés aux essais techniques définitifs du procédé de gazéification du bois proposé et au lancement de la commercialisation du méthanol en Ontario. Vers la fin de l'automne de cette année, la CMC aura, grâce à ce soutien EÉÉÉR, des renseignements essentiels sur le coût de la gazéification du bois et des installa-



gasoline-methanol blends, and the establishment of at least five outlets serving up to 120 methanol vehicles (at least half of which are targeted to have flexible fuel capabilities to use methanol, gasoline, or any mixture of these fuels).

As a result of its Ontario CREDA program, CMC expects to pursue financing later this year, subject to market conditions, for its proposed methanol manufacturing plant in Renfrew County. A site for this plant is under option, and all necessary zoning has been secured. As presently planned, this plant will provide the following features:

- over \$250 million in private capital;
- about 5,200 person-years of employment (direct, indirect, induced) during construction;
- over 200 permanent Renfrew County jobs in wood and methanol manufacturing;
- an Ontario-produced liquid transport fuel in 1987:
  - reduces local and national vulnerability;
  - strengthens the local and provincial economy;
  - replaces over 5,000 bbl/day of oil energy, or about two per cent of Ontario's gasoline (about 200 million litres or more per year);
  - Ontario environmental benefits, at the plant and in automobiles using the fuel;
  - sufficient fuel to run 60,000 to 100,000 private passenger cars on methanol;
  - the gasifier technology will enable sawdust, bark and other wood wastes to reduce natural gas requirements by up to forty per cent compared with current conventional all-gas methanol production processes;
- increased use of western Canada natural gas (at least 6 Bcf per year).

CMC intends that its Renfrew program stimulate similar projects in Ontario and other regions of Canada during the later 1980s, 1990s and subsequent decades. CMC's gasifier technology is suited for use of peat, lignite and other Canadian resources as well as wood wastes.

tions; la société aura modifié une quinzaine de postes de ravitaillement au détail pour faire la démonstration de la vente commerciale des mélanges essence-méthanol, et établi au moins cinq postes pour desservir jusqu'à 120 véhicules au méthanol (dont au moins la moitié pourrait utiliser du méthanol, de l'essence ou un mélange de ces carburants).

Grâce au programme EÉÉÉER en Ontario, la CMC prévoit poursuivre le financement, un peu plus tard au cours de l'année, sous réserve du contexte marchand, de son usine de fabrication de méthanol qu'elle prévoit construire dans le comté de Renfrew. L'emplacement de cette usine fait déjà l'objet d'une option et toutes les assurances nécessaires ont été obtenues relativement au zonage. Selon le plan arrêté, l'usine offrirait les caractéristiques suivantes:

- plus de 250 millions de dollars en capital privé;
- environ 5 200 années-personne d'emploi (emplois directs, indirects et suscités) durant la période de construction;
- plus de 200 emplois permanents dans le comté de Renfrew, pour la production de bois et de méthanol;
- un carburant de transport liquide produit en Ontario dès 1987:
  - la réduction de la vulnérabilité tant au niveau local que national;
  - renforcement de l'économie locale et provinciale;
  - remplacement de plus de 5 000 barils/jour d'énergie pétrolière, soit environ 2 p. 100 de l'essence utilisée en Ontario (environ 200 millions de litres ou plus par année);
  - des avantages d'ordre environnemental pour l'Ontario, tant au niveau des installations qu'au niveau des automobiles qui utilisent ce carburant;
  - une quantité de carburant suffisante pour alimenter de 60 000 à 100 000 voitures de tourisme au méthanol;
  - la technologie de la gazéification permettra, grâce à l'utilisation de la sciure, de l'écorce et des autres résidus de bois de réduire les besoins en gaz naturel dans une proportion pouvant atteindre 40 p. 100, par rapport aux procédés de production conventionnels de méthanol n'utilisant que du gaz;
- utilisation accrue du gaz naturel de l'Ouest du Canada (au moins 6 Bcf par an).

La CMC a l'intention que son programme de Renfrew stimule des projets semblables en Ontario et dans d'autres régions du Canada durant les dernières années de 1980, durant les années 1990 et durant les décennies ultérieures. La technologie de gazéification de la CMC se prête à une utilisation avec la tourbe, la lignite et d'autres ressources canadiennes ainsi qu'avec les résidus de bois.

## ANNEX B

## ANNEXE B

## CURRENT ECONOMICS FOR NEAT METHANOL FUEL

## VEHICLE CONVERSION COSTS FOR CONSUMERS

Current vehicle conversion costs under commercial conditions for methanol, propane and compressed natural gas are estimated as follows in Ontario:

|  | Methanol<br>Fuel<br>(retrofit) | Propane    | Natural<br>Gas<br>(retrofit) |
|--|--------------------------------|------------|------------------------------|
| Basic Conversion Cost (per vehicle)                        | \$ 600                         | 1,500      | 2,200                        |
| Less Government Assistance:                                |                                |            |                              |
| — Ontario Sales Tax Exemption<br>(assume \$12,000/vehicle) | (840)                          | (840)      | (840)                        |
| — Federal Grant (after tax)                                | <sup>1</sup>                   | (280)      | (350)                        |
| Net Consumer Cost At Purchase                              | <u>\$ (240)</u>                | <u>380</u> | <u>1,010</u>                 |

<sup>1</sup>No federal assistance yet provided for methanol vehicle conversion.

The above highlights the vital role of government assistance in establishing new alternative fuel use in vehicles. Its also highlights the competitive advantage for methanol vehicle use by the mass-market private passenger car—where, with existing government assistance, the consumer can realize a significant cost saving right at the time he purchases the vehicle only if he uses methanol. This vehicle cost saving would be improved if the federal government provided conversion grant assistance for methanol similar to that provided for propane and natural gas.

Factory-built methanol vehicles would further enhance the above comparisons. These vehicles would, on a commercial production basis, have roughly the same cost as a comparable gasoline vehicle, i.e., the purchase cost penalty would not exceed \$100 to \$150 per vehicle. These vehicles would also offer enhanced energy efficiency. (It is likely that these vehicles would also retain a capability to use gasoline or any mixture of methanol and gasoline, at least during the early years of methanol fuel market development.

## CONSUMER FUEL COSTS PER 100 KILOMETRES

A consumer can continue to save costs after purchase of a methanol vehicle.

Table 1 presents 1983 unleaded gasoline retail price estimates for unleaded gasoline and methanol fuel, based on current tax policies.

## PROFIL ÉCONOMIQUE ACTUEL DU CARBURANT DE MÉTHANOL PUR

## COÛTS DE LA CONVERSION DES VÉHICULES POUR LE CONSOMMATEUR

Les coûts de la conversion des véhicules existants, dans un contexte commercial, pour en permettre l'alimentation au méthanol, au propane et au gaz naturel comprimé, sont estimés comme suit en Ontario:

|   | Carburant de<br>méthanol<br>(conversion) | Propane    | Gas<br>naturel<br>(conversion) |
|---|--|------------|--------------------------------|
| Coût de base de la conversion<br>(par véhicule)                                     | \$ 600                                   | 1 500      | 2 200                          |
| Moins l'aide gouvernementale:   |  |            |                                |
| — exonération de la taxe de<br>vente ontarienne (en<br>retenant 12 000 \$/véhicule) | (840)                                    | (840)      | (840)                          |
| — subvention fédérale (après taxe)  | <sup>1</sup>                             | (280)      | (350)                          |
| Coût net pour le consommateur au<br>moment de l'achat                               | <u>\$ (240)</u>                          | <u>380</u> | <u>1 010</u>                   |

<sup>1</sup>Aucune aide fédérale n'est encore accordée pour la conversion au méthanol des véhicules.

Ces chiffres indiquent le rôle vital de l'aide gouvernementale au moment de lancer les carburants de rechange. Ils révèlent également l'avantage concurrentiel des véhicules au méthanol sur le grand marché des voitures de tourisme; en effet, avec l'aide gouvernementale existante, le consommateur réalisera une importante économie au moment de l'achat du véhicule, seulement s'il utilise le méthanol. L'économie réalisée au niveau du coût du véhicule serait encore plus importante si le gouvernement fédéral accordait pour la conversion au méthanol une aide semblable à celle accordée pour la conversion au propane et au gaz naturel.

La production en usine des véhicules au méthanol permettrait d'améliorer encore l'avantage comparatif de ceux-ci. Produits à l'échelle commerciale, ces véhicules coûteraient à peu près le même prix qu'un véhicule à essence comparable, i.e. le coût d'achat supplémentaire ne dépasserait pas 100 \$ à 150 \$ par véhicule. Ces véhicules auraient également un meilleur rendement énergétique. (Il est probable que ces véhicules pourraient également utiliser de l'essence ou n'importe quel mélange de méthanol et d'essence, au moins durant les premières années du développement du marché du carburant de méthanol.).

## COÛTS DU CARBURANT PAR 100 KILOMÈTRES POUR LE CONSOMMATEUR

Le consommateur pourra continuer de faire des économies après l'achat d'un véhicule au méthanol.

Le Tableau 1 présente des estimations du prix de détail de l'essence sans plomb et du carburant de méthanol, en retenant les politiques fiscales en vigueur.

TABLE 1

UNLEADED GASOLINE AND METHANOL FUEL  
TORONTO RETAIL PUMP PRICE ESTIMATES: 1983

|  | Unleaded<br>Gasoline | Methanol <sup>2</sup><br>Fuel |
|--|----------------------|-------------------------------|
|  | (cents per litre)    |                               |
| Refinery Gate:                             |                      |                               |
| — oil price                                | 22.78                |                               |
| — gasoline margin                          | 7.97                 |                               |
|  | 30.75                |                               |
| Methanol Rail Tank Car Price<br>at Toronto | —                    | 18.00 <sup>3</sup>            |
| Wholesale and distribution                 | 2.00                 | 2.00 <sup>1</sup>             |
| Federal Tax (9%)                           | 2.95                 | 1.80                          |
| Federal Excise Tax                         | 1.50                 | —                             |
| Retail Margin                              | 3.00                 | 2.00 <sup>1</sup>             |
| Provincial Tax                             | 8.00                 | —                             |
|  | 17.45                | 5.80                          |
| Pump Price                                 | 48.20                | 23.80                         |

<sup>1</sup>CMC estimates, after consideration of higher volumes of methanol required per vehicle.

<sup>2</sup>Methanol fuel is not currently sold in Canada at any retail outlets on a commercial basis.

<sup>3</sup>Reflects quotes from existing Canadian producers located in western Canada.

Retail pump price estimates in Ontario for other options are as follows, based on Ontario Government estimates:

|                                |                   |
|--------------------------------|-------------------|
| — Propane .....                | 27.0¢/litre       |
| — Compressed Natural Gas ..... | 31.3¢/cubic metre |

Estimates of fuel required to operate 100 km are as follows for the different fuel options (from Ontario Government estimates):

|  |                   |
|--|-------------------|
| — Unleaded gasoline .....                        | 15.0 litres       |
| — Methanol fuel (retrofit vehicle) .....         | 28.7 litres       |
| — Propane .....                                  | 19.8 litres       |
| — Compressed Natural Gas (retrofit vehicle) .... | 14.0 cubic metres |

Based on the above, the following comparative *consumer fuel costs* apply today in Ontario:

|                                     | per 100 km | Average <sup>1</sup><br>19,000<br>km/year |
|-------------------------------------|------------|---|
| — Unleaded gasoline                 | \$ 7.23    | \$ 1,374                                  |
| — Methanol fuel (retrofit)          | 6.83       | 1,298                                     |
| — Propane                           | 5.35       | 1,016                                     |
| — Compressed Natural Gas (retrofit) | 4.38       | 833                                       |

<sup>1</sup>Average motorist use, private passenger vehicles.

TABLEAU 1

ESTIMATIONS DU PRIX DE DÉTAIL À LA POMPE  
TORONTOISE DE L'ESSENCE SANS PLOMB ET DU  
CARBURANT DE MÉTHANOL: 1983

|   | Essence<br>sans plomb | Carburant<br>de méthanol <sup>2</sup> |
|---|-----------------------|---------------------------------------|
|   | (cents par litre)     |                                       |
| À la porte de la raffinerie:                                |                       |                                       |
| — prix du pétrole   | 22.78                 |                                       |
| — marge sur l'essence                                       | 7.97                  |                                       |
|   | 30.75                 |                                       |
| Prix du méthanol transporté par<br>chemin de fer, à Toronto | —                     | 18.00 <sup>3</sup>                    |
| Gros et distribution  | 2.00                  | 2.00 <sup>1</sup>                     |
| Taxe fédérale (9 %)   | 2.95                  | 1.80                                  |
| Taxe d'accise fédérale                                      | 1.50                  | —                                     |
| Marge de détail   | 3.00                  | 2.00 <sup>1</sup>                     |
| Taxe provinciale  | 8.00                  | —                                     |
|   | 17.45                 | 5.80                                  |
| Prix à la pompe   | 48.20                 | 23.80                                 |

<sup>1</sup>Estimation de la CMC, après avoir tenu compte des volumes supérieurs de méthanol requis par véhicule.

<sup>2</sup>Le carburant de méthanol n'est actuellement pas vendu au Canada, sur une base commerciale, dans des postes de vente au détail.

<sup>3</sup>Reflète les prix demandés par les producteurs canadiens actuels établis dans l'Ouest du Canada.

Les estimations du prix de détail à la pompe, en Ontario, pour les autres options, s'établissent comme suit, en se basant sur les estimations du Gouvernement de l'Ontario:

|                              |                  |
|------------------------------|------------------|
| — Propane .....              | 27,0¢/litre      |
| — Gaz naturel comprimé ..... | 31,3¢/mètre cube |

Les estimations de la quantité de carburant requis pour parcourir 100 km s'établissent comme suit, pour les diverses options en matière du carburant (établies à partir d'estimations du Gouvernement de l'Ontario):

|   |                   |
|---|-------------------|
| — Essence sans plomb .....                        | 15,0 litres       |
| — Carburant de méthanol (véhicule converti) ..... | 28,7 litres       |
| — Propane .....                                   | 19,8 litres       |
| — Gaz naturel comprimé (véhicule converti) ....   | 14,0 mètres cubes |

À partir de ces chiffres, voici les coûts relatifs du carburant acheté par le consommateur ontarien:

|   | par 100 km | Moyenne <sup>1</sup><br>19 000<br>km/an |
|---|------------|---|
| — Essence sans plomb                        | \$ 7 23    | \$ 1 374                                |
| — Carburant de méthanol (véhicule converti) | 6 83       | 1 298                                   |
| — Propane                                   | 5 35       | 1 016                                   |
| — Gaz naturel comprimé (voiture convertie)  | 4 38       | 833                                     |

<sup>1</sup>Utilisation moyenne des voitures de tourisme privées.



In the case of methanol fuel, new factory-built vehicles will provide 15 to 25 per cent energy efficiency gains relative to comparable gasoline vehicles. Under the above examples, this reduces comparative methanol fuel costs to less than \$6.00 per 100 km, implying typical annual consumer fuel cost savings in excess of \$200 per vehicle.

In summary, an average motorist driving 19,000 km per year could save from \$76 to over \$200 per year today by using methanol rather than gasoline. These fuel cost savings would further increase any initial savings realized when the vehicle was purchased. In contrast, the same consumer would require over two years of fuel cost savings simply to recover his initial extra purchase cost for a natural gas retrofit vehicle (assuming consumer interest costs of about 15 per cent per year), which included significant federal conversion grant assistance.

#### FUEL COSTS FROM PUBLIC INTEREST PERSPECTIVE

The above cost advantages of methanol fuel use would be enhanced if the gasoline prices used in the analysis reflected the higher real costs that face Canada for new supplies from synthetic oil sands facilities, frontier oil sources, or other options relevant to Canada's situation. The NEP recognizes these extra costs in the far higher federal compensation paid to producers of new versus old oil.

The above analysis also reflects current market prices for methanol versus regulated prices for oil and natural gas. On a comparable regulated basis, fuel prices at Toronto for methanol would probably be significantly lower than indicated here—since methanol prices in Canada reflect chemical market conditions, including tariff and transport cost barriers inhibiting import competition. CMC estimates that, on a full production cost basis using natural gas at its *regulated* Toronto city gate wholesale price, *new* production facilities located in Ontario using a combination of natural gas and wood wastes (as proposed for CMC's Renfrew plant) could deliver methanol to Toronto at prices (1983 dollars) equal to, or below, the 18¢/litre indicated in Table 1. Established Canadian producers, however, are currently selling into depressed world markets where, for example, methanol prices in the Gulf Coast U.S. area currently approximate 14¢ (Canadian) per litre. On a full production cost basis, existing Canadian production in Alberta also benefits from the use of natural gas acquired at prices significantly below the Alberta border price charged to industrial users located outside Alberta.

Dans le cas du carburant de méthanol, les véhicules produits en usine pourront réaliser des gains de 15 à 25 p. 100, au niveau du rendement énergétique, par rapport à des véhicules à essence comparables. Dans les exemples qui précèdent, ceci ramène les coûts relatifs du carburant de méthanol à moins de 6,00 \$ par 100 km, ce qui devrait se traduire habituellement par des économies de plus de 200 \$ par année par véhicule, au niveau du coût du carburant.

En bref, un automobiliste moyen qui parcourt 19 000 km par année pourrait épargner de 76 \$ à plus de 200 \$ par année, dès maintenant, en remplaçant l'essence par le méthanol. Ces économies au niveau du coût du carburant s'ajouteraient à l'économie initiale réalisée au moment de l'acquisition du véhicule. Par contre, il faudra à ce même consommateur plus de deux ans d'économies au niveau du coût du carburant, tout simplement pour récupérer le coût initial supplémentaire d'achat d'un véhicule converti au gaz naturel (en retenant des frais d'intérêt pour le consommateur, d'environ 15 p. 100 par an), lequel comportait une aide financière fédérale importante au titre de la conversion.

#### COÛT DU CARBURANT DANS UNE PERSPECTIVE D'INTÉRÊT PUBLIC

Les avantages susmentionnés de l'utilisation du carburant de méthanol au niveau des coûts, seraient améliorés si le prix de l'essence utilisée dans l'analyse reflétait les coûts réels supérieurs que doit payer le Canada pour les nouveaux approvisionnements fournis par les installations d'exploitation des sables pétroliers, les gisements pétroliers pionniers ou les autres options propres au contexte canadien. Le PÉN reconnaît ces coûts supplémentaires dans l'indemnisation fédérale plus élevée versée aux producteurs de pétrole nouveau, par rapport aux producteurs de pétrole ancien.

L'analyse qui précède reflète également le prix marchand actuel du méthanol en regard des prix réglementés du pétrole et du gaz naturel. Sur une base réglementée comparable, les prix torontois du carburant de méthanol seraient probablement nettement moins élevés qu'on ne l'indique ici—puisque les prix du méthanol au Canada reflètent le contexte marchand des produits chimiques, y compris les obstacles tarifaires et les frais de transport qui inhibent la concurrence livrée par les importations. La CMC estime qu'en supposant un coût de pleine production basée sur des approvisionnements de gaz naturel obtenus au prix de gros *réglementé* aux limites de Toronto, les *nouvelles* installations de production établies en Ontario, utilisant un mélange de gaz naturel et de résidus de bois (comme proposé pour l'usine de la CMC à Renfrew), pourraient livrer le méthanol à Toronto à un prix (en dollars de 1983) égal ou inférieur au prix de 18¢/litre indiqué au Tableau 1. Toutefois, les producteurs canadiens établis vendent actuellement leurs produits sur des marchés mondiaux déprimés où, par exemple, le prix du méthanol dans la région du Golfe du Mexique et de la côte est américaine s'établit actuellement à environ 14¢ (canadiens) le litre. En supposant un coût de pleine production, la production canadienne existante en Alberta profite également de l'utilisation du gaz naturel, obtenu à des prix nettement inférieurs au prix à la limite de

In summary, comparative fuel cost savings per litre to Canada's economy for methanol versus gasoline are greater than indicated by the current prices shown in Table 1.

## BENEFITS TO CANADA

Methanol fuel development will require incentives to launch initial consumer use and motor vehicle manufacturer supplies. The period required for this launch will be up to ten years, and could be signified by an initial development target of at least 100,000 methanol vehicles. After this launch is completed, i.e., by 1995, CMC's estimates indicate that methanol could (if so desired) be subject to the same tax regime as gasoline and still be competitive in new vehicles able to achieve 15 per cent or better energy efficiency gains relative to gasoline.

Methanol fuel's direct economic benefit to Canada in displacing gasoline is estimated to represent at least 84 per cent of the refinery gate price for crude oil used to produce competing gasoline, e.g., at the 1983 Toronto oil price of 22.78¢/litre in Table 1, this would imply a methanol value of 19.1¢/litre. Higher values exist if oil sands or other new supplies are considered. This estimate of 84 per cent derives from the following factors:

1. methanol contains 52 per cent of the energy in an equal volume of gasoline;
2. unleaded gasoline cost margins per litre at a refinery approximate 35 per cent of the crude oil feedstock price;
3. neat methanol fuel vehicles produced by automobile companies will achieve 20 per cent energy efficiency gains relative to equivalent gasoline-fuelled vehicles;
4. therefore, a litre of methanol fuel will displace 0.624 litres of unleaded gasoline (0.52 times 1.2); also, a litre of unleaded gasoline is worth 1.35 times the cost of a litre of crude oil; and
5. on this basis, a litre of methanol fuel saves the Canadian economy a value equal to 0.84 times the cost of crude oil (0.624 times 1.35).

Additional national economic benefits would be included if indirect and other impacts are considered with respect to oil displacement and enhanced energy supply security. The Canadian economy benefits to a considerable extent through increased use of national resources, especially labour, natural gas and wood wastes—all of which suffer at present from considerable underutilization.

Specifically focusing on natural gas, CMC's proposed production approach using wood wastes in combination with natural gas will ensure far more miles of driving on methanol per

l'Alberta imposé aux usagers industriels établis à l'extérieur de cette province.

En bref, les économies relatives au niveau du coût du carburant, par litre, pour l'économie canadienne, permises par le méthanol, par rapport à l'essence, sont plus importantes encore que ne l'indiquent les prix courants présentés au Tableau 1.

## AVANTAGES POUR LE CANADA

Le développement du carburant de méthanol exigera des stimulants pour inciter les consommateurs à l'utiliser une première fois et obtenir les fournitures nécessaires des fabricants de véhicules moteurs. Ce lancement pourra s'étaler sur une période de dix ans et pourrait être amorcé par un objectif de développement initial d'au moins 100 000 véhicules au méthanol. Une fois le lancement complété, i.e. vers 1995, les estimations de la CMC indiquent que le méthanol pourrait (si on le désire) être assujéti au même régime de taxation que l'essence et demeurer concurrentiel dans les nouveaux véhicules capables de réaliser des gains de rendement énergétique de 15 p. 100 ou mieux, par rapport à l'essence.

On estime que les avantages économiques directs du carburant de méthanol, pour le Canada, en remplaçant l'essence, représentent au moins 84 p. 100 du prix, à la porte de la raffinerie, du brut utilisé pour produire de l'essence concurrentielle, e.g. en retenant le prix torontois du pétrole de 1983, de 22,78 ¢/litre, indiqué au Tableau 1, ceci attribue au méthanol une valeur de 19,1 ¢/litre. On obtient des valeurs supérieures lorsqu'on envisage le pétrole tiré des sables bitumineux ou des nouvelles sources d'approvisionnement. Cette estimation de 84 p. 100 repose sur les facteurs suivants:

1. le méthanol contient 52 p. 100 de l'énergie d'un volume équivalent d'essence;
2. marges du coût de l'essence sans plomb, au litre, à la raffinerie: environ 35 p. 100 du prix de la charge d'alimentation de brut;
3. les véhicules alimentés au méthanol pur, fabriqués par les fabricants d'automobiles, réaliseront des gains de 20 p. 100, au niveau du rendement énergétique, par rapport à des véhicules semblables alimentés à l'essence;
4. ainsi, un litre de carburant de méthanol remplacera donc 0,624 litre d'essence sans plomb (0,52 fois 1,2); de la même façon, un litre d'essence sans plomb vaut 1,35 fois le coût d'un litre de pétrole brut; et
5. sur cette base, un litre de carburant méthanol permet à l'économie canadienne d'économiser une valeur égale à 0,84 fois le coût du pétrole brut (0,624 fois 1,35).

Des avantages économiques nationaux additionnels pourraient être inclus lorsqu'on tient compte des incidences directes et autres incidences reliées au remplacement du pétrole et à l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement énergétique. L'économie canadienne profite dans une large mesure de l'utilisation accrue des ressources nationales, tout particulièrement au niveau de la main-d'œuvre, du gaz naturel et des résidus de bois—qui sont à l'heure actuelle grandement sous-utilisés.

En s'attachant spécifiquement au gaz naturel, le procédé proposé par la CMC, visant l'utilisation de résidus de bois combinés au gaz naturel, permettra de tirer un meilleur kilo-



cubic metre of natural gas than would be provided through direct use of compressed natural gas as a vehicle fuel. Methanol fuel development also represents a higher value use (including the earning of more foreign exchange) of our gas resources than could be achieved through direct gas exports, liquefied natural gas exports, or other such uses traditionally considered.

Methanol fuel also offers unique opportunities for environmental benefits, sharing of economic benefits between all regions, and ongoing technology development that Canada can sell in future at home and abroad.

### PROVINCIAL BENEFITS

Development of methanol fuel markets will provide major benefits to Canada's gas producing regions—especially Alberta and British Columbia, where Canada's present methanol plants are located. These benefits will derive from increased use of natural gas as well as enhanced profitability of existing methanol operations.

The key to these new markets, however, is the large consuming provinces such as Ontario. Methanol fuel cannot develop in any significant way in these markets (and thus in Canada) during the next decade without significant provincial incentives through, for example, removal of provincial fuel and sales taxes. Ontario, which is Canada's largest market, has already provided the provincial incentives necessary for methanol fuel market development.

In order to sustain these incentives throughout the period required to launch methanol fuel, it is important to realize that Ontario's economy will gain far greater economic benefits by using local Ontario production for its needs rather than by importing methanol from other areas. CMC estimates that roughly fifty cents of every dollar spent on methanol fuel from an Ontario plant of the type proposed in Renfrew will represent an incremental benefit to Ontario's economy. These benefits exclude additional gains related to the lower costs provided by having methanol production located in such close proximity to this market.

Development of Ontario production facilities will still provide sizable future benefits to western Canadian natural gas producers since, even with the joint uses of wood wastes, about 1.6 Bcf of natural gas will still be required for every 100 million litres of methanol production. Methanol fuel development therefore provides a unique opportunity to bring closer together the interests of all Canadian regions.

métrage, grâce au méthanol, de chaque mètre cube de gaz naturel, que ne le permettrait l'utilisation directe du gaz naturel comprimé comme carburant. Le développement du carburant de méthanol constitue également une utilisation plus rentable (notamment en générant plus de devises étrangères) de nos ressources gazières, que si on faisait des exportations directes de gaz, des exportations de gaz naturel liquéfié ou d'autres utilisations envisagées dans une perspective traditionnelle.

Le carburant de méthanol offre également des possibilités uniques sur le plan de la qualité environnementale, du partage des avantages économiques entre toutes les régions, et du développement de la technologie que le Canada pourra vendre éventuellement au pays et à l'étranger.

### AVANTAGES POUR LES PROVINCES

Le développement des marchés du carburant de méthanol assurera des avantages importants aux régions productrices de gaz du Canada, notamment à l'Alberta et à la Colombie-Britannique, où sont établies les usines canadiennes existantes de production de méthanol. Ces avantages proviendront d'une utilisation accrue du gaz naturel et de la rentabilité améliorée des exploitations de méthanol existantes.

La clé de ces marchés demeure toutefois les grandes provinces consommatrices comme l'Ontario. Le carburant de méthanol ne pourra se développer de façon significative sur ces marchés (et partant au Canada), durant la prochaine décennie, sans une stimulation provinciale importante par l'entremise, par exemple, de la suppression des taxes de vente et des taxes provinciales sur le carburant. L'Ontario, qui est le plus grand marché du Canada, a déjà fourni les stimulants provinciaux nécessaires au développement du marché du carburant de méthanol.

Pour maintenir ces stimulants tout au long de la période requise pour lancer le carburant de méthanol, il importe de prendre conscience que l'économie ontarienne réalisera des avantages économiques beaucoup plus importants en utilisant la production ontarienne locale pour répondre à ses besoins et remplacer le méthanol en provenance d'autres régions. La CMC estime qu'environ la moitié de chaque dollar consacrée au carburant de méthanol, provenant d'une usine ontarienne du genre de celle envisagée pour Renfrew, constituera un avantage supplémentaire pour l'économie ontarienne. Ces avantages excluent les gains additionnels reliés à la réduction des coûts permise par la production du méthanol dans un endroit aussi rapproché du marché.

Le développement des installations de production en Ontario offrira quand même des avantages éventuels considérables pour les producteurs canadiens de gaz naturel de l'Ouest, puisque même avec l'utilisation mixte de résidus de bois, il faudra 1,6 Bcf de gaz naturel pour chaque 100 millions de litres de méthanol produits. Le développement de carburant de méthanol offre donc une occasion unique de rapprocher les intérêts de toutes les régions du Canada.



## ANNEX C

## ANNEXE C

## PROPOSED METHANOL FUEL PRICE INCENTIVE POLICY

Methanol should be brought within the price policy framework of the NEP. CMC suggests that this be done through the use of appropriate incentives designed to encourage Canadian use, on a voluntary basis, of this product as a replacement of gasoline and diesel fuels.

Because the price of methanol dedicated for fuel use in Canada is unregulated, it moves in response to world chemical market conditions. Until the recent recession, these conditions were such as to ensure that this price stayed above levels appropriate to stimulate the use of methanol as a fuel. CMC expects an identical situation to develop in 1986 or 1987; but whether it does or does not, uncertainty about the supply and price future of methanol fuel strongly inhibits vehicle manufacturers and other from committing themselves to develop a market for methanol-fuelled vehicles.

The NEP at present establishes the following framework for development of oil supply:

1. regulated oil prices for consumer use in Canada; and
2. federal compensation paid to producers of new oil in order to make up the gap between domestic and world oil prices.

CMC notes that, under Part IV of the Energy Administration Act, methanol now produced from natural gas could be declared a "petroleum product" and incentive compensation provided through the Petroleum Compensation Charge (PCC). We suggest that this option be considered for the sale of methanol made in Canada and dedicated to replace gasoline or diesel fuel oil products, as a fuel (excluding situations where methanol is only blended with gasoline at refineries or other non-retail locations). We suggest further that PCC payments should be made only to producers who opt voluntarily to participate. This they would do by providing methanol, for fuel use in Canada, at a rail tank price not exceeding (on a volume basis) a specified per cent of the established Toronto refinery gate crude oil price per litre. The PCC compensation paid to participants would then apply by removing the gap between current domestic methanol prices and the new lower price levels established under the federal program.

CMC believes that such a program would provide the required support framework within which the private sector could launch the development of large scale methanol vehicle and fuel use in Canada—especially in Ontario, where provincial incentives already are established. This development could begin immediately, using Canadian methanol presently in surplus supply, bringing benefits to western producers as well as to transportation consumers. Funding for these price incentives would derive entirely from the same Petroleum Compensation

## PROJET DE POLITIQUE DE STIMULATION DU PRIX DU CARBURANT DE MÉTHANOL

Le méthanol devrait s'inscrire dans le cadre de la politique des prix du PÉN. La CMC suggère que ceci se fasse en utilisant des stimulants appropriés, conçus de façon à encourager l'utilisation au Canada, sur une base volontaire, de ce produit pour remplacer l'essence et le carburant diesel.

Comme le prix du méthanol destiné à servir de carburant au Canada n'est pas réglementé, celui-ci réagit à l'évolution du marché mondial des produits chimiques. Jusqu'à la récession récente, ces conditions maintenaient le prix du méthanol au-delà du niveau jugé approprié pour stimuler l'utilisation du méthanol comme carburant. La CMC s'attend à ce qu'une situation identique se manifeste en 1986 ou en 1987; mais que cette prévision se réalise ou non, l'incertitude concernant l'approvisionnement et l'avenir du prix du carburant de méthanol inhibe fortement les fabricants de véhicules et les autres intéressés à s'engager à développer un marché pour les véhicules alimentés au méthanol.

À l'heure actuelle, le PÉN établit le cadre suivant pour le développement de l'approvisionnement pétrolier:

1. des prix réglementés pour le pétrole destiné à une utilisation par le consommateur au Canada; et
2. une indemnisation fédérale versée aux producteurs de pétrole nouveau pour compenser l'écart entre le prix canadien et le prix mondial.

La CMC note que, aux termes de la Partie IV de la Loi sur l'administration de l'énergie, le méthanol actuellement tiré du gaz naturel pourrait être déclaré «produit pétrolier» et qu'une indemnisation incitative pourrait être fournie par l'entremise du Droit d'indemnisation pétrolière (DIP). Nous suggérons que cette option soit envisagée pour la vente du méthanol fabriqué au Canada et destiné à remplacer les produits pétroliers d'essence ou de carburant diesel, comme carburant (en excluant les situations où le méthanol n'est que mêlé à l'essence au niveau de la raffinerie ou à un niveau autre qu'au niveau de la vente au détail). Nous suggérons également que les prestations DIP ne soient versées qu'aux producteurs qui choisissent de participer volontairement à ce programme. Pour ce faire, les producteurs fourniraient du méthanol, destiné à servir de carburant au Canada, à un prix, à la gare ferroviaire, ne dépassant pas (sur une base de volume) un pourcentage précis du prix établi du pétrole brut, au titre, aux limites de Toronto. L'indemnisation PEP versée aux participants s'appliquerait alors, en supprimant l'écart entre les prix courants intérieurs du méthanol et les nouveaux prix inférieurs établis dans le cadre du programme fédéral.

La CMC estime qu'un tel programme fournirait la structure de soutien nécessaire susceptible de permettre à l'entreprise privée d'entreprendre le développement sur une grande échelle d'un marché de véhicules au méthanol et du carburant de méthanol, au Canada, notamment en Ontario, où la Province offre déjà des encouragements. Ce développement pourrait être entrepris immédiatement, en utilisant le méthanol canadien, dont l'approvisionnement est actuellement excédentaire, ce qui profiterait aux producteurs de l'Ouest et aux consom-

funds used to encourage new oil supply development, i.e., through the PCC charge on oil use in Canada. In light of the very small volumes of methanol to be used relative to oil use in Canada, the impact on the PCC levied on oil products would be minimal for many years.

CMC believes that the following specific incentive framework would provide a major stimulus to methanol fuel use in Canada:

1. *until 1990*

- rail tank car price for methanol at Toronto not to exceed 65 per cent of Toronto oil price for participating sales (per cent on volume basis);
- PCC compensation paid to producers at level of 15 per cent of Toronto oil price for participating sales (per cent on volume basis);
- at an oil price of 22.78¢/litre, this implies a Toronto rail tank car price of 14.8¢/litre and PCC compensation of 3.4¢/litre; the overall income to the producer, basis a Toronto location, is 18.2¢/litre.

2. *1990 to 1995*

- rail tank car methanol price maximum at Toronto raised to 70 per cent of Toronto oil price (15.9¢/litre at 22.78¢/litre);
- PCC compensation reduced accordingly to 10 per cent of Toronto oil price.

3. *1995 to 2000*

- five year period to remove all incentive support.

The above implies current federal incentives of about 3.4¢/litre of methanol use. This is still well below the Ontario incentive of no fuel tax on methanol (gasoline fuel tax is now 8.0¢/litre). A very sizable increase of methanol use as a fuel, in response to this incentive, would have only a small impact on the overall PCC on oil in Canada, e.g., 760 million litres per year of methanol (more than 1.5 times the entire output of CMC's proposed Ontario plant) would add only about 5¢. per barrel to the charge on oil consumed in Canada in 1982.

This type of support, however, would transmit a clear signal and incentive to encourage a near term launch of methanol vehicle development in Canada. As noted earlier, 760 million litres is sufficient fuel to run at least 100,000 vehicles and 5,000 urban buses—a level of use that would indicate successful launch of methanol fuel as a vehicle fuel.

mateurs dans le domaine du transport. Les fonds nécessaires au financement de ces stimulants au niveau du prix proviendraient entièrement de ces mêmes fonds d'indemnisation pétrolière utilisés pour encourager l'exploitation des nouvelles réserves de pétrole, i.e. par l'intermédiaire du droit DIP perçu sur le pétrole utilisé au Canada. En raison des très faibles quantités de méthanol qui seront utilisées par rapport à l'utilisation du pétrole au Canada, l'influence sur les recettes du PEP, tirées de la vente des produits pétroliers, serait minime durant plusieurs années.

La CMC estime que la structure suivante d'incitation spécifique constituerait un stimulant important à l'utilisation du carburant de méthanol au Canada:

1. *jusqu'en 1990*

- le prix du méthanol, au niveau de la gare ferroviaire torontoise, ne devra pas dépasser 65 p. 100 du prix du pétrole, à Toronto, pour les ventes participantes (pourcentage sur une base de volume);
- versement d'une indemnisation DIP aux producteurs, à raison de 15 p. 100 du prix du pétrole, à Toronto, pour les ventes participantes (pourcentage sur une base de volume);
- en retenant un prix de 22,78 ¢/litre pour le pétrole, ceci suppose un prix au niveau de la gare ferroviaire torontoise de 14,8 ¢/litre et une indemnisation DIP de 3,4 ¢/litre; le revenu général pour le producteur, départ Toronto, s'établir à 18,2 ¢/litre.

2. *de 1990 à 1995*

- le prix maximum du méthanol, au niveau de la gare ferroviaire torontoise, est relevé à 70 p. 100 du pétrole à Toronto ((15,9 ¢/litre à 22.78 ¢/litre);
- l'indemnisation DIP est donc réduite à 10 p. 100 du prix du pétrole, à Toronto.

3. *de 1995 à l'an 2000*

- période de cinq ans pour supprimer toutes les incitations.

Ce qui précède suppose des stimulants fédéraux courants d'environ 3,4¢/litre pour favoriser l'utilisation du méthanol. Ceci demeure bien en deça du stimulant offert par l'Ontario, qui n'impose aucune taxe sur le carburant de méthanol (la taxe sur l'essence s'établit actuellement à 8,0¢/litre). Un accroissement très considérable de l'utilisation du méthanol comme carburant, en réponse à cette stimulation, n'aurait qu'une incidence réduite sur l'ensemble du DIP perçu sur le pétrole au Canada, e.g. 760 millions de litres par année de méthanol (plus de 1,5 fois la production totale de l'usine que prévoit construire la CMC en Ontario) n'ajouteraient qu'environ 5¢. par baril au droit frappant le pétrole consommé au Canada en 1982.

Ce type de soutien constituerait toutefois un signal sans équivoque et une incitation à entreprendre le lancement à court terme du développement de véhicules au méthanol au Canada. Comme nous l'avons déjà noté, 760 millions de litres suffisent à alimenter au moins 100 000 véhicules et 5 000 autobus urbains—un niveau d'utilisation qui indiquerait la réussite du lancement du carburant de méthanol comme carburant automobile.



It is also proposed that the Energy Administration Act be amended to enable methanol made from wood or peat to be declared a «petroleum product», eligible for the same support as methanol made from natural gas or coal. CMC submits that during the next decade a special extra PCC incentive payment should be provided to encourage the use of wood, peat or coal in combination with natural gas in new methanol plants, thereby displacing up to forty per cent of the natural gas normally used in such facilities. This special incentive could equal, on a volume basis, up to six per cent of the Toronto oil price (e.g., 1.37c./litre of methanol produced when the oil price is 22.78c./litre), and could be pro-rated downwards to the extent that the natural gas reduction achieved is less than forty per cent.

On propose également la modification de la Loi sur l'administration de l'énergie pour permettre de déclarer «produit pétrolier» le méthanol tiré du bois ou de la tourbe, de façon à ce que ce produit soit admissible au même soutien que le méthanol tiré du gaz naturel ou du charbon. La CMC estime que, durant la prochaine décennie, un paiement d'incitation DIP supplémentaire spécial devrait être accordé pour encourager l'utilisation du bois, de la tourbe ou du charbon alliés au gaz naturel dans les nouvelles usines de méthanol, pour remplacer jusqu'à 40 p. 100 du gaz naturel actuellement utilisé dans ces installations. Cette incitation spéciale pourrait représenter, sur une base de volume, jusqu'à 6 p. 100 du prix du pétrole à Toronto (e.g. 1,35c./litre de méthanol produit lorsque le prix du pétrole est de 22,78c./litre), et pourrait être réduite progressivement dans la mesure où la réduction du gaz naturel réalisée est inférieure à 40 p. 100.



## APPENDIX «ENR-15G»

CANADIAN TEXTILES INSTITUTE  
INSTITUT CANADIEN DES TEXTILES

1080 Beaver Hall Hill, Suite 1002, Montreal, P.Q.,  
H2Z 1T6, 866-2081

SUBMISSION TO THE STANDING SENATE  
COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES  
FROM  
THE ENERGY CONSERVATION COMMITTEE  
OF THE CANADIAN TEXTILES INSTITUTE

The Canadian Textiles Institute represents 85 per cent of the primary textile industry, which is one of Canada's largest and most important manufacturing industries. It shipped \$5.1 billion worth of products in 1982, and exported \$400 million. Its 1977-81 average employment approached 90,000 men and women. It operates in a small domestic market with a high degree of import penetration.

## THE INDUSTRY

Both the technology used to produce textiles and raw materials going into them have undergone far-reaching changes over the past ten years. The Canadian industry has been quick to adopt these new techniques.

Currently the Canadian primary textile industry consists of those industrial establishments engaged in the production of fibres and the transformation of these into man-made, cotton, wool or mixed yarns, fabrics, hosiery, underwear, thread, cordage and twine, as well as home furnishings such as sheets, blankets, bedspreads, pillowcases and towels. Most of these products are dyed, printed or finished as well before reaching their consumers. The carpet, mat and rug industry relies upon primary textiles for its raw materials and utilizes textile processes in the manufacture of these products.

The industry relies heavily on electrical and electronic computer-controlled devices for manufacturing and quality control in its plants, and is a consumer of the products of the Canadian petrochemical and forestry industries, which provide it with an important part of its raw material needs.

The broad range of both textile products and their uses helps create one of the industry's most important characteristics; the pervasiveness of links to other sectors of the economy. These links extend widely both geographically and from industry to industry.

The primary textile industry is the central participant in the process which sees Alberta oil and British Columbia timber transformed into man-made fibre in Ontario, which is then woven into fabric in Québec, and made into clothing in Manitoba, before being sold in a retail store in Nova Scotia.

The complex linkages characteristic of the industry again show themselves in the employment it provides. In the recess-

## APPENDICE «ERN-15 G»

## INSTITUT CANADIEN DES TEXTILES

1080, Côte Beaver Hall, Suite 1002, Montréal (Québec)  
H2Z 1T6, 866-2081

MÉMOIRE AU COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET  
DES RESSOURCES NATURELLES  
PRÉSENTÉ PAR LE  
COMITÉ DE L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE DE  
L'INSTITUT CANADIEN DES TEXTILES

L'Institut canadien des textiles représente 85 p. 100 de l'industrie du textile primaire, l'une des plus grandes et des plus importantes industries manufacturières du Canada. En 1982, ses livraisons de produits ont atteint une valeur de 5,1 milliards de dollars, dont 400 millions de dollars ont été exportés. Entre 1977 et 1981, l'industrie employait en moyenne 90 000 personnes. Elle œuvre dans un petit marché intérieur exposé à une forte pénétration des importations.

## L'INDUSTRIE

Tant la technologie utilisée pour fabriquer les textiles que les matières premières qui entrent dans leur fabrication ont nettement évolué durant la dernière décennie. L'industrie canadienne s'est empressée d'adopter ces nouvelles techniques.

Actuellement, l'industrie canadienne du textile primaire comprend les établissements industriels qui produisent des fibres et les transforment en fibres de coton, de laine ou en fibres mélangées, en tissus, en bas et chaussettes, en sous-vêtements, en fil, en cordes et en ficelles, ainsi qu'en produits pour la maison: draps, couvertures, couvre-lits, taies d'oreillers et serviettes. La plupart de ces produits sont teints, imprimés ou finis avant d'être offerts aux consommateurs. L'industrie des moquettes, des paillassons et des tapis dépend principalement des textiles pour obtenir ses matières premières et elle utilise des procédés textiles pour fabriquer ces produits.

L'industrie dépend beaucoup des dispositifs électriques et électroniques régis par ordinateur pour assurer tant la production que le contrôle de la qualité dans ses installations, et elle consomme également les produits des industries pétrochimiques et forestières canadiennes qui lui fournissent une partie importante des matières qui lui sont nécessaires.

La vaste gamme de produits textiles et de leurs utilisations contribue à créer l'une des caractéristiques les plus importantes de l'industrie: ses ramifications dans les autres secteurs de l'économie, qui s'étendent largement, tant sur le plan géographique qu'au niveau des diverses industries.

L'industrie du textile primaire est le participant central dans le procédé qui assure la transformation du pétrole de l'Alberta et du bois de la Colombie-Britannique en fibres fabriquées par l'homme en Ontario, et tissées ensuite au Québec, le tissu ainsi obtenu étant transformé en vêtements au Manitoba, avant d'être offert dans un magasin de détail de la Nouvelle-Écosse.

Les liens complexes qui caractérisent l'industrie se manifestent une fois de plus au niveau de l'emploi généré. Durant

sion year of 1982 the textile industry employed some 76,000 persons. This figure, while considerable, is significantly lower than the average 88,000 employed in the five preceeding years. The 1981 census of manufacturers indeed shows that textiles and clothing combined accounted for 10 per cent of employment in the manufacturing sector. The Textile and Clothing Board estimates, using a weighted average of the job multipliers for primary textiles and for clothing, that each job in these two industries supports 1.65 jobs elsewhere in the economy. The combined work force in textiles and clothing (estimated at 160,000 for 1982) would thus have supported some 264,000 additional jobs, for a total of 424,000 persons depending on the two industries directly or indirectly, for work.

## REVIEW OF THE NATIONAL ENERGY PROGRAM

The group presenting this brief, consists of a large cross section of the Canadian Textile Industry represented by the Energy Conservation Committee of the Canadian Textiles Institute. The Canadian Textiles Institute is dedicated to Conservation of Energy in all its forms by its constituent industries, and a focus on methods for conserving energy is provided by this Committee. Annual data collection is arranged to monitor progress, and this information is channelled to Government via the Canadian Industry Program for Energy Conservation.

Results from these efforts have been impressive, with savings of 19.6 per cent energy consumed per unit of output being recorded by the Canadian Textile Industry over the period 1974 to 1982.

In view of this substantial effort by the Industry, it is of particular concern to see erosion of the Canadian price advantage for fuel oil and natural gas relative to other Countries. The original National Energy Program which was announced in 1980 recognized the need to provide a competitive advantage to Canadian Industry to overcome some of the disadvantages, such as climatic conditions, widespread markets and high freight costs. The net result of this policy was to move the blended price of domestic and imported fuel oil progressively towards 85 per cent of the World price, but in order to encourage the use of natural gas, the price of this fuel would be advantageous in relation to oil and would be limited to 57 per cent of the equivalent value of oil on World markets.

Industry endorsed this policy and made capital investments on the basis that this would be the policy for control of energy pricing for many years to come.

Subsequently the 1980 National Energy Program was modified by the National Energy Program update 1982, with the net result that energy costs would rise more rapidly than was predicted by the earlier program.

Since then, however, World prices have levelled out, and in some cases declined, thereby causing Canada rapidly to lose

l'année de récession de 1982, l'industrie des textiles employait quelque 76 000 personnes. Ce chiffre, tout en étant important, est nettement inférieur à la moyenne de 88 000 personnes employées durant les cinq années précédentes. Le dénombrement des manufacturiers de 1981 révèle en fait que les industries du textile et du vêtement combinées représentaient 10 p. 100 de l'emploi dans le secteur manufacturier. L'Office du textile et du vêtement estime, en retenant une moyenne pondérée des multiplicateurs d'emplois pour les textiles primaires et pour le vêtement, que chaque emploi dans ces deux industries soutient 1,65 emploi dans un autre secteur de l'économie. La main-d'œuvre réunie dans le textile et le vêtement (estimée à 160 000 personnes en 1982) aura donc soutenu quelque 264 000 emplois additionnels, soit un total de 424 000 personnes, qui dépendent directement ou indirectement de ces deux industries, pour leur gagne-pain.

## REVUE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

Le groupe qui présente le présent mémoire, constitue un bon profil de l'industrie canadienne des textiles représentée par le Comité de l'économie d'énergie de l'Institut canadien des textiles. L'Institut canadien des textiles s'est engagé à économiser l'énergie sous toutes ses formes, dans les industries qui la constituent, et ce comité offre un forum pour examiner les méthodes susceptibles de permettre d'économiser l'énergie. On recueille des données sur une base annuelle pour vérifier les progrès accomplis, et ces renseignements sont communiqués au gouvernement par l'entremise du Programme industriel canadien d'économie d'énergie.

Les résultats de ces efforts ont été impressionnants et l'industrie canadienne des textiles a réalisé des économies d'énergie de 19,6 p. 100 par unité de production, entre 1974 et 1982.

Étant donné l'effort substantiel fait par l'industrie, celle-ci est tout particulièrement préoccupée par l'érosion de l'avantage du prix canadien du mazout et du gaz naturel, par rapport à d'autres pays. Le Programme énergétique national original annoncé en 1980 reconnaissait la nécessité d'avantager l'industrie canadienne par rapport à la concurrence, pour surmonter certains désavantages inhérents au contexte canadien, notamment les conditions climatiques, l'éparpillement des marchés et les frais de transport élevés. Cette politique a eu pour effet de relever progressivement le prix intégré du mazout intérieur et importé jusqu'à 85 p. 100 du prix mondial, mais, pour encourager l'utilisation du gaz naturel, le prix de celui-ci conserverait un avantage par rapport au pétrole et serait limité à 57 p. 100 de la valeur équivalente du pétrole sur les marchés mondiaux.

L'industrie a appuyé cette politique et consenti des investissements en se basant sur le fait que cette politique de régie du prix de l'énergie s'appliquerait durant plusieurs années.

Par la suite, le Programme énergétique national de 1980 a été modifié, par la mise à jour de 1982, qui fait que le coût de l'énergie augmentera plus rapidement que ne prévoyait le programme antérieur.

Depuis lors, toutefois, les prix sur le marché se sont stabilisés, et, dans certains cas, ont même baissé, ce qui a rapidement



the energy price advantages that were necessary to overcome the inherent Canadian disadvantages.

This effect is particularly apparent in comparison with the United States of America, where deregulation of fuel prices has enabled Industrial users of Natural Gas to purchase that fuel at prices closely comparable to those prevailing in Canadian Industry.

The Minister of Energy, Mines and Resources said in 1982 that: "The National Energy Program is a dynamic and comprehensive set of evolving responses to a changing world". This is an eminently logical approach to a complex problem.

This brief requests reconsideration of the energy pricing formula for Canada such that Canadian Industry regains the advantage of natural gas at a price of 57 per cent of the equivalent value of oil. It is particularly important to recover this percentage relationship to the U.S.A., because Canadian Industry, with its high energy demand related to climatic conditions and other factors, is already at a serious disadvantage in relation to the U.S.A.

It is insufficient merely to freeze the price of natural gas. It is necessary to roll back the price to ensure that the price differential is restored to that set out in the National Energy Program.

W. Cowling,

Chairman,  
Energy Conservation Committee of the  
Canadian Textiles Institute

WC/eb

CANADIAN TEXTILES INSTITUTE  
ENERGY CONSERVATION

W. Cowling (Chairman)  
President & Chief Executive  
Officer

Courtaulds Canada Inc.  
1150 Montréal Rd.  
Cornwall, Ontario  
K6H 5S2  
(613) 933-1180

A. Bernard  
Industrial Engineer

Tapis Coronet Inc.  
1144 Magenta Blvd. E.  
Farnham, Québec  
J2N 1C1  
or  
P.O. Box 148  
Farnham, Québec  
J2N 2R4  
(514) 861-2421

R. Hensley  
Environmental Engineer

Dominion Textile Inc.  
1950 Sherbrooke St. West  
Montréal, Québec  
H3H 1E7  
or

fait perdre au Canada les avantages au niveau du prix de l'énergie nécessaires pour combler les désavantages inhérents au contexte canadien.

Cette incidence est notamment apparente dans une comparaison avec la situation prévalant aux États-Unis d'Amérique, où la déréglementation des prix du combustible a permis aux usagers industriels de gaz naturel d'acheter ce combustible à des prix se rapprochant beaucoup de ceux qui prévalent dans l'industrie canadienne.

Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources déclarait en 1982 que: «Le Programme énergétique national constitue un ensemble dynamique et global de réactions évolutives à un monde en changement». Il s'agit là d'une attitude fort logique face à un problème complexe.

Le présent mémoire suggère de revoir la formule établie pour déterminer le prix de l'énergie au Canada, de façon à permettre à l'industrie canadienne de retrouver l'avantage offert par le gaz naturel lorsque son prix était fixé à 57 p. 100 de la valeur équivalente du pétrole. Il est très important de retrouver ce niveau relatif par rapport aux prix en vigueur aux États-Unis, parce que l'industrie canadienne, en raison de sa forte demande énergétique suscitée par les conditions climatiques et d'autres facteurs, se trouve déjà dans une situation nettement désavantagée par rapport à celle qui prévaut aux États-Unis.

Il ne suffit pas simplement de geler le prix du gaz naturel. Il est nécessaire de réduire ce prix pour restaurer le rapport de prix précisé dans le Programme énergétique national.

Le président du  
Comité de l'économie d'énergie de  
l'Institut canadien des textiles  
W. Cowling

WC/eb

INSTITUT CANADIEN DES TEXTILES  
COMITÉ DE L'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

W. Cowling (Président du  
Conseil)  
Président et directeur général

Courtaulds Canada Inc.  
1150, Chemin Montréal  
Cornwall (Ontario)  
K6H 5S2  
(613) 933-1180

A. Bernard  
Ingénieur industriel

Tapis Coronet Inc.  
1144 est, boul. Magenta  
Farnham (Québec)  
J2N 1C1  
ou  
C.P. 148  
J2N 2R4  
(514) 861-2421

R. Hensley  
Ingénieur environnemental

Dominion Textile Inc.  
1950 ouest, rue Sherbrooke  
Montréal (Québec)  
H3H 1E7  
ou



|                                 |  |                                   |   |
|---------------------------------|--|-----------------------------------|---|
|                                 | P.O. Box 6250<br>Montréal, Québec<br>H3C 3L1<br>(514) 989-6335   |                                   | C.P. 6250<br>Montréal (Québec)<br>H3C 3L1<br>(514) 989-6335   |
| Paul Jubinville                 | Celanese Canada Inc.<br>2575 St-Joseph Blvd.<br>Drummondville, Québec<br>J2B 1S4<br>or<br>P.O. Box 580<br>Drummondville, Québec<br>J2B 6W5<br>(819) 478-1451       | Paul Jubinville                   | Celanese Canada Inc.<br>2575, boul. St-Joseph<br>Drummondville (Québec)<br>J2B 1S4<br>ou<br>C.P. 580<br>Drummondville (Québec)<br>J2B 6W5<br>(819) 478-1451       |
| R. Cooney<br>Vice-President     | Wabasso Inc.<br>1825 Graham Blvd.<br>Montréal, Québec<br>H3R 1H2   | R. Cooney<br>Vice-président       | Wabasso Inc.<br>1825, boul. Graham<br>Montréal (Québec)<br>H3R 1H2  |
| G. L. Crooks<br>Supervisor      | Dupont Canada Inc.<br>P.O. Box 2100<br>Kingston, Ontario<br>K7L 4Z6  | G. L. Crooks<br>Surveillant       | Dupont Canada Inc.<br>C.P. 2100<br>Kingston (Ontario)<br>K7L 4Z6  |
| Jim Whittier                    | Consoltex Inc.<br>Cowansville<br>861-8958  | Jim Whittier                      | Consoltex Inc.<br>Cowansville<br>861-8958   |
| R. Normandin<br>General Manager | Consoltex Inc.<br>125 Chabanel Street W.<br>Montréal, Québec<br>H2N 1E4<br>or<br>P.O. Box 450<br>Youville Station<br>Montréal, Québec<br>H2P 2V9<br>(514) 382-1811 | R. Normandin<br>Directeur général | Consoltex Inc.<br>125 ouest, rue Chabanel<br>Montréal (Québec)<br>H2N 1E4<br>ou<br>C.P. 450<br>Station Youville<br>Montréal (Québec)<br>H2P 2V9<br>(514) 382-1811 |
| C. Planzer                      | Dominion Textile Inc.<br>1950 Sherbrooke St. West<br>Montréal, Québec<br>H3H 1E7<br>or<br>P.O. Box 6250<br>Montréal, Québec<br>H3C 3L1<br>(514) 989-6219           | C. Planzer                        | Dominion Textile Inc.<br>1950 ouest, rue Sherbrooke<br>Montréal (Québec)<br>H3H 1E7<br>ou<br>C.P. 6250<br>Montréal (Québec)<br>H3C 3L1<br>(514) 989-6219          |
| R. Proulx                       | Peerless Rug Limited<br>P.O. Box 600<br>Actonvale, Québec<br>J0H 1H0<br>(514) 866-5821   | R. Proulx                         | Peerless Rug Limited<br>C.P. 600<br>Actonvale (Québec)<br>J0H 1H0<br>(514) 866-5821   |
| C. Haworth                      | Communication 6 Inc.<br>621 Smart Avenue<br>Montréal, Québec<br>H4X 1S9<br>(514) 481-1126  | C. Haworth                        | Communication 6 Inc.<br>621, avenue Smart<br>Montréal (Québec)<br>H4X 1S9<br>(514) 481-1126   |
| D. S. Edwards                   | Canadian Carpet Institute<br>280 Albert Street<br>Suite 502<br>Ottawa, Ontario<br>K1P 5G8<br>(613) 232-7183  | D. S. Edwards                     | Institut canadien du tapis<br>280, rue Albert<br>Suite 502<br>Ottawa (Ontario)<br>K1P 5G8<br>(613) 232-7183   |

J. M. Robertson  
Secretary

Canadian Textiles Institute  
1080 Beaver Hall Hill  
Suite 1002  
Montréal, Québec H2Z 1T6  
(514) 866-2081

J. M. Robertson  
Secrétaire

Institut canadien des textiles  
1080, Côte Beaver Hall  
Suite 1002  
Montréal (Québec) H2Z 1T6  
(514) 866-2081

## GOVERNMENT REPRESENTATIVES

## FEDERAL

Marcel Ménard

Office of Industrial Adjustment  
Textile, Clothing &  
Footwear Branch,  
235 Queen Street  
Ottawa, Ontario  
K1P 5E4  
(613) 996-7948

Bonar Lindsay

Energy, Mines & Resources  
Killeany Place  
7th Floor,  
Suite 728  
Ottawa, Ontario  
K1S 5H3

John Saliba

Office of Industrial Adjustment  
Textile, Clothing &  
Footwear Branch,  
235 Queen Street  
Ottawa, Ontario  
K1P 5E4  
(613) 996-7948

I. R. Fraser

Energy, Mines & Resources  
Killeany Place  
7th Floor, Suite 728  
Ottawa, Ontario  
K1S 5H3

## PROVINCIAL

Gilles Deschênes

Bureau des Économies d'Énergie  
du Québec  
425 ouest, ave., Viger  
Édifice Read  
Montréal, Québec  
H2Z 1W9  
(514) 873-5463

Richard Lebuis

Bureau des économies d'énergie  
425 ave. Viger ouest  
Bureau 600  
Montréal, Québec  
H2Z 1W9  
(514) 873-5463

Revised January 18, 1984

## REPRÉSENTANTS GOUVERNEMENTAUX

## GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

Marcel Ménard

Office de l'ajustement industriel  
Direction du textile, du vêtement et  
de la chaussure  
235, rue Queen  
Ottawa (Ontario)  
K1P 5E4  
(613) 996-7948

Bonar Lindsay

Énergie, Mines et Ressources  
Killeany Place  
7<sup>e</sup> étage  
suite 728  
Ottawa (Ontario)  
K1S 5H3

John Saliba

Bureau de l'ajustement industriel  
Direction du textile, du vêtement et  
de la chaussure  
235, rue Queen  
Ottawa (Ontario)  
K1P 5E4  
(613) 996-7948

I. R. Fraser

Énergie, Mines et Ressources  
Place Killeany  
7<sup>e</sup> étage, Suite 728  
Ottawa (Ontario)  
K1S 5H3

## GOUVERNEMENT PROVINCIAL

Gilles Deschênes

Bureau des Économies d'Énergie  
du Québec  
425 ouest, ave. Viger  
Édifice Read  
Montréal (Québec)  
H2Z 1W9  
(514) 873-5463

Richard Lebuis

Bureau des économies d'énergie  
425 ave. Viger ouest  
Bureau 600  
Montréal (Québec)  
H2Z 1W9  
(514) 873-5463

Révisé le 18 janvier 1984/eb

## APPENDIX "ENR-15H"

SUBMISSION TO THE REVIEW BY THE  
STANDING SENATE COMMITTEE ON ENERGY  
AND NATURAL RESOURCES  
OF THE NATIONAL ENERGY PROGRAM

Mr. Barry Ferguson  
Chairman Canarctic Ventures, Ltd.  
Richmond, B.C.

*Summary*

The major objectives of the National Energy Program include increased Canadian participation in the industry and oil self-sufficiency, along with improved industrial benefits. One area where the Program's effect has been particularly pronounced has been in the Beaufort Sea.

Encouraged by the NEP, a number of Canadian companies have initiated or expanded exploration activities in the Beaufort. However, the decision as to when to move to production once the necessary quantities of oil have been found rests with the operators, who also own the major items of equipment used. As for these items, they were all built outside of Canada.

Earlier expectations as to the amount of oil that would be found have not been met. As a result, the expensive production system concepts developed initially cannot develop efficiently the smaller quantities actually discovered, a situation likely contributed to as well by the distorting effects of Pips on costs. Without production and the resulting cash flow, the Canadian companies may not be able to maintain their increased holdings, while the government's objective of oil self sufficiency will be brought no closer. The opportunities for the Canadian companies with to move to early production is lessened by the emphasis given by Pips to exploration, and the uncertainty as to how long the Program will last. Nor has Canadian industry benefitted as much as it might have in the construction of the major items of equipment.

Furthering of the NEP's objectives of increased Canadian ownership and greater oil self-sufficiency in the Beaufort can be achieved only through early production, which requires the development of systems that will be profitable for the amounts of oil actually discovered. The federal government's policy of leaving it to the companies to decide when it is economic to produce and what equipment to use, leaves the attainment of these objectives largely in the hands of the operators, the principal ones of which are foreign owned multinationals. More decisive action will also be required if federal industrial benefits policy objectives are to be reached.

The purpose of the hearings for which this brief has been prepared is to review the effect of current federal policy as embodied in the National Energy Program. Three basic ele-

## APPENDICE «ERN-15H»

MÉMOIRE CONCERNANT LA REVUE PAR LE  
COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE L'ÉNERGIE  
ET DES RESSOURCES NATURELLES  
DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

M. Barry Ferguson  
Président de la société Canarctic Ventures, Ltd.  
Richmond (C.-B.)

*Résumé*

Les grands objectifs du Programme énergétique national comprennent l'accroissement de la participation canadienne à l'industrie et l'autosuffisance pétrolière ainsi que l'accroissement des retombées industrielles. La région de la mer de Beaufort a été l'une des régions où se sont particulièrement manifestés les effets du programme.

Encouragées par le PÉN, plusieurs sociétés canadiennes ont entrepris ou étendu leurs activités d'exploration dans la région de Beaufort. Toutefois, la décision concernant le moment de passer à l'exploitation, une fois les masses de pétrole nécessaires identifiées, revient aux exploitants, qui possèdent également les équipements majeurs utilisés. Et ce matériel, il a été construit entièrement à l'extérieur du Canada.

Les premières anticipations concernant le volume de pétrole qui serait découvert ne se sont pas matérialisées. Ainsi, les concepts d'exploitation coûteux élaborés au départ ne pourront permettre l'exploitation efficace des gisements réduits découverts, situation à laquelle ont vraisemblablement contribué les paiements PEP par la distorsion des coûts. Sans la production et les liquidités qu'elle génère, les sociétés canadiennes pourraient fort bien ne pas pouvoir conserver leurs réserves accrues, et on ne se rapprochera pas davantage de la réalisation de l'objectif gouvernemental sur le plan de l'autosuffisance pétrolière. Les possibilités pour les sociétés canadiennes d'entreprendre l'exploitation hâtive des gisements sont réduites par l'importance accordée à l'exploration par le PEP et l'incertitude concernant la durée du Programme. L'industrie canadienne n'a pas non plus profité autant qu'elle aurait pu des retombées de la construction des grands équipements.

L'avancement des objectifs du PÉN reliés à l'accroissement de la participation canadienne et à une plus grande autosuffisance pétrolière dans la région de Beaufort ne pourra être réalisé que par une exploitation hâtive, nécessitant l'élaboration de systèmes rentables pour permettre l'exploitation des gisements de pétrole découverts. La politique fédérale qui consiste à laisser aux entreprises le soin de décider le moment où la production est économique et le matériel à utiliser, laisse la réalisation de ces objectifs en grande partie entre les mains des exploitants, dont les principaux sont des sociétés multinationales appartenant à des étrangers. Il faudra également des initiatives plus décisives pour réaliser les objectifs de la politique fédérale en matière de retombées industrielles.

Les audiences pour lesquelles le présent mémoire a été préparé ont pour objet de revoir les incidences de la politique fédérale actuelle telle que précisée dans le Programme énergétique



ments have been designated for particular comment. These include:

- (1) increased Canadian participation in the petroleum industry;
- (2) greater energy security by Canada becoming self-sufficient in oil by 1990; and
- (3) fairness in energy pricing and revenue sharing.

Because my experience is particularly in the Beaufort Sea, my comments will deal principally with the effect of the N.E.P. on oil and gas exploration and development activities in that region. They will also give priority to the two objectives of Canadianization and self sufficiency to which I have added industrial benefits. While there are other areas with major hydrocarbon reserves, the Beaufort example will nevertheless serve to illustrate certain important and possibly unanticipated results of the Program.

#### *Oil and Gas Potential of the Beaufort Sea*

The expectations of the later 1970's and early 1980's that the Beaufort Sea would contain giant oil and gas fields comparable in size to the Prudhoe Bay field of Alaska have not been realized. The results of drilling to date indicate that it has significant petroleum resources but that they are distributed in small fields by frontier standards and scattered over a wide area. The economics of fields of these sizes are not good given the high costs in the region of transportation and development.

The Geological Survey of Canada stated in a 1983 report on the oil and natural gas reserves of Canada (Paper 83-31) that the best current estimate of total discovered recoverable resources in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta area was 117.2  $10^6 m^3$  (738 million barrels) of oil and  $28.6 \times 10^9 m^3$  (1 TCF) of gas in some 30 fields. The largest shallow water fields are Tarsiut (23.8  $10^6 m^3$  or 150 million barrels) and Issungnak (15.9  $10^6 m^3$  or 100 million barrels). The deeper water fields are large structures with relatively thin and unpredictable pay zones which will require extensive delineation drilling. All of the fields in the Beaufort Sea have gas associated with the oil, in cups or in overlying zones.

The average expectation for the undiscovered recoverable oil and gas potential of the Beaufort Sea and adjacent Richards Island of the Mackenzie Delta is 1347  $10^6 m^3$  (8.49 billion barrels) for oil and 1721  $10^9 m^3$  (60.6 TCF) for gas. The geology and size of discoveries suggest that the potential will be distributed in several hundred pools. Of these, few if any, will be commercially exploitable given the high costs of the development systems currently being considered by the operators, which may require reservoirs with recoverable reserves of more than 80  $10^6 m^3$  (500 million barrels) to justify their use, and come to as much as \$7 billion.

national. Trois éléments fondamentaux ont été retenus pour faire l'objet de commentaires spécifiques soit:

- 1) une participation canadienne accrue à l'industrie pétrolière;
- 2) une plus grande sécurité énergétique en assurant l'autosuffisance pétrolière du Canada vers 1990; et
- 3) l'équité au niveau de la détermination du prix de l'énergie et du partage des recettes.

Comme mon expérience a été acquise spécifiquement en mer de Beaufort, mes commentaires traiteront principalement des incidences du PÉN sur les activités de prospection et de développement du pétrole et du gaz dans cette région. Ils s'attacheront également en priorité aux deux objectifs de la canadienisation et de l'autosuffisance, sujets auxquels j'ai ajouté celui des retombées industrielles. Même si d'autres régions sont dotées de réserves d'hydrocarbures importantes, l'exemple de la région de Beaufort servira néanmoins à illustrer certains résultats importants et peut-être imprévus du programme.

#### *Potentiel pétrolier et gazier de la mer de Beaufort*

Les anticipations de la fin des années 1970 et du début des années 1980 voulant que la mer de Beaufort renferme des gisements de pétrole et de gaz géants, dont l'importance serait comparable aux gisements de Prudhoe Bay, en Alaska, ne se sont pas concrétisées. Les résultats des forages faits jusqu'à maintenant indiquent que cette région renferme des ressources pétrolières importantes, mais que celles-ci sont réparties dans de petits champs, selon les normes pionnières, et éparpillées sur un vaste territoire. La rentabilité des gisements de cette importance n'est pas brillante en raison des frais élevés d'exploitation et de transport dans cette région.

La Commission géologique du Canada déclarait en 1983 dans un rapport concernant les réserves de pétrole et de gaz naturel du Canada (Communication 83-31) que la meilleure estimation courante du total des ressources récupérables découvertes dans la région de la mer de Beaufort et du delta de Mackenzie était de 117,2  $10^6 m^3$  (738 millions de barils) de pétrole et de  $28,6 \times 10^9 m^3$  (1 TCF) de gaz réparti dans une trentaine de champs. Les champs les plus importants en eau peu profonde sont Tarsiut (23,8  $10^6 m^3$  ou 150 millions de barils) et Issungnak (15,9  $10^6 m^3$  ou 100 millions de barils). Les champs en eau plus profonde sont d'importantes structures constituées de zones porteuses relativement minces et imprévisibles nécessitant d'importants travaux de forage de délimitation. Tous ces champs, en mer de Beaufort, renferment du gaz associé au pétrole, dans des cuvettes ou dans des zones surjacentes.

Les anticipations moyennes concernant le potentiel de pétrole et de gaz récupérable non découvert, de la mer de Beaufort et de l'île Richards, tout près dans le delta du Mackenzie, prévoient 1 347  $10^6 m^3$  (8,49 milliards de barils) de pétrole et 1 721  $10^9 m^3$  (60,6 TCF) de gaz. La géologie et l'importance des découvertes suggèrent que le potentiel sera réparti entre plusieurs centaines de nappes, dont seulement quelques-unes pourraient s'avérer commercialement exploitables en raison du coût élevé des systèmes d'exploitation actuellement envisagés par les exploitants, systèmes qui pourraient nécessiter des réservoirs renfermant des réserves récupérables

The above quantities of oil would be of major commercial significance in conventional areas, for example Alberta. The high cost of exploration, testing and production in the Beaufort Sea require, however, much larger volumes. Earlier estimates were much more optimistic, and provided grounds for assuming that production at an intermediate rate could reach  $47.6 \times 10^3 \text{ m}^3$  (300,000 barrels) per day by 1990, and  $111.1 \times 10^3 \text{ m}^3$  (700,000 barrels) per day by 2000. The lower amounts of oil actually found to-date have required a reassessment of the potential for development. If as seems increasingly likely, the hoped for larger volumes are not found, and if production is to be seriously considered again, ways will have to be found of achieving major reductions in the costs of exploration and, particularly, production. Otherwise, activities will slow down or cease when current agreements expire. In the latter case, the interests of the participating companies, including those that are Canadian owned and controlled, could be forfeited. The only current plans that could lead to production are those of Esso Resources for an extension of the Norman Wells pipeline to the Mackenzie Delta fields and then, possibly, to the near shore Beaufort.

### *Company Activities*

Current exploration activities are principally covered by three sets of agreements:

#### *1. Esso Canada Resources Ltd.*

Announced on May 10, 1982, there are six agreements each lasting for five years. A total of five offshore and four onshore wells were to be drilled, with specific approval to be given for each by COGLA. Fifty percent of the land is to be returned to the Crown during the life of the agreements. Ten other companies were to participate with Esso under the original farm out agreement. Home Oil was to act as operator using equipment owned by Esso.

#### *2. Gulf Canada Resources Inc.*

A second major agreement was announced on January 20, 1983. In it, Gulf Canada Resources undertook with several Canadian partners to drill five wells in five years, the period being extended to seven years if further wells were to be put down. Individual wells were to be first approved by COGLA and half the land returned to the Crown during the life of the agreement. The equipment was to be provided by Gulf.

#### *3. Dome Petroleum Ltd.*

Five five-year agreements with Dome Petroleum Ltd. and its 39 partners were announced on March 10, 1983. A total of eight well were called for. The usual requirements for COCLA approval of individual wells and for relinquishment of 50% of the land by the end of the agreement period were included. Dome was to provide the equipment.

de plus de  $80 \times 10^6 \text{ m}^3$  (500 millions de barils) pour en justifier l'utilisation, et coûter jusqu'à 7 milliards de dollars.

Les masses de pétrole susmentionnées présenteraient un grand intérêt commercial dans les régions classiques, en Alberta par exemple. Mais, le coût élevé de l'exploration, des essais et de l'exploitation en mer de Beaufort exige des masses plus importantes. Les estimations antérieures étaient beaucoup plus optimistes et permettaient de supposer qu'une exploitation à un rythme intermédiaire pourrait atteindre  $47,6 \times 10^3 \text{ m}^3$  (300 000 barils) par jour vers 1990, et  $111,1 \times 10^3 \text{ m}^3$  (700 000 barils) par jour vers l'an 2000. Les masses de pétrole moins importantes repérées à ce jour ont nécessité une réévaluation du potentiel d'exploitation. Si, comme il le semble probable, les espoirs de trouver des masses plus importantes ne sont pas confirmés, et si l'exploitation doit être réétudiée sérieusement, il faudra trouver des moyens pour réduire nettement les coûts d'exploration, mais surtout les coûts de production. Sinon, les activités ralentiront ou cesseront lorsque les accords actuellement en vigueur viendront à échéance. Dans ce dernier cas, les intérêts des entreprises participantes, y compris celles appartenant à des Canadiens et contrôlées par des Canadiens, pourraient bien être perdus. Les seuls plans actuels susceptibles de lancer l'exploitation de ces gisements sont ceux de la société Esso Resources, qui envisage le prolongement du pipe-line de Norman Wells jusqu'aux champs du delta du Mackenzie, puis, peut-être, jusque dans les eaux qui baignent la côte de la mer de Beaufort.

### *Activités de la société*

Les activités d'exploration actuelles de la société sont régies principalement par trois groupes d'accords:

#### *1. Esso Canada Resources Ltd.*

Six ententes d'une durée de cinq ans ont été annoncées le 10 mai 1982. Au total, cinq puits en mer et deux puits sur terre devaient être forés, l'APGTC devant autoriser spécifiquement chaque forage. La moitié du territoire doit être rendu à la Couronne durant la période où les ententes sont en vigueur. Dix autres sociétés devaient se joindre à la société Esso, selon l'accord original d'affermage. La société Home Oil devait assumer le rôle d'exploitant, et utiliser du matériel appartenant à la société Esso.

#### *2. Gulf Canada Resources Inc.*

Un deuxième accord majeur a été annoncé le 20 janvier 1983. Aux termes de cet accord, Gulf Canada Resources entreprenait, avec plusieurs partenaires canadiens, le forage de cinq puits, en cinq ans; la période était portée à sept ans advenant le forage de puits additionnels. Les divers puits devaient d'abord être autorisés par l'APGTC et la moitié du territoire devait être rendu à la Couronne, durant le terme de l'accord. La société Gulf devait fournir le matériel.

#### *3. Dome Petroleum Ltd.*

Cinq accords de cinq ans avec la Dome Petroleum Ltd. et ses 39 partenaires ont été annoncés le 10 mars 1983. Au total, huit puits étaient prévus. Les exigences habituelles reliées à l'autorisation par l'APGTC des divers puits et de la restitution de la moitié du territoire à la fin du terme de l'accord, étaient incluses. Dome devait fournir le matériel.



### Equipment

Initially, exploration activities in the Beaufort Sea were carried out from man-made islands or in deeper water, from drill ships.

Twenty-one artificial islands were built between 1973 and 1982. While providing a solide base for drilling operations, they had several disadvantages. They were expensive, could take up to one year to construct and unless carefully placed and protected, were sometimes subject to erosion by underwater currents, as well as by waves. Nor could they be moved elsewhere once the operations for which they were constructed were completed. Finally, depending on their location and design, drilling could be limited by ice to 90-100 days per year.

Drillships have been used in deeper waters since 1976 and by 1982, had put down 15 wells. As many as four have been in operation at one time. However, they were limited in use to about 110 days a year because of a lack of resistance to ice, the rest of the time being spent in harbour. Nor are they suited for production.

Because of the limitations of artificial islands and drill ships, a new generation of equipment was designed by the operators. It includes two mobile caissons and a converted super tanker, all of which can operate year round. A fourth, a large round floating platform, was designed for use up to six months a year. All can be towed from site to site.

As a result of the systems' limited on board storage capacity, expensive support facilities systems are required that may cost more than the unit itself. The berm for those resting on the bottom can cost well in excess of \$50 million. The capital cost of an entire system varies from \$50 to about \$200 million, and the charge per working day may exceed \$1 million. In spite of these huge sums, all were designed for exploration, although several could be adapted to production. Nor is there any assurance that the systems will not one day be transferred to the U.S. Beaufort even if they have been at least partially paid for by Pips. All were constructed outside of Canada.

The high cost of the systems is probably partially due to the early stage of the relevant technology at the time they were first conceived. The overly optimistic estimates of production potential no doubt contributed further to the high end costs. When, however, the cautions and extremely frugal approach to equipment of the operators in the U.S. Beaufort is compared to that of their Canadian counterparts, it is hard to escape the conclusion that the availability to the latter of large Pips subsidies may have played a role as well.

### Matériel

Au départ, les activités d'exploration en mer de Beaufort se faisaient à partir d'îles artificielles ou, en eau plus profonde, à partir de navires de forage.

Vingt et une îles artificielles ont été construites entre 1973 et 1982. Tout en assurant une base solide pour les activités de forage, ces îles présentaient plusieurs désavantages. Elles étaient coûteuses, leur construction pouvait prendre jusqu'à un an et, si elles n'étaient pas bien placées et bien protégées, elles étaient souvent exposées à l'érosion par les courants sous-marins et par les vagues. Elles ne pouvaient non plus être déplacées, une fois achevés les travaux prévus. Enfin, dépendant de leur emplacement et de leur conception, les forages pouvaient être limités, par la présence de la glace, à une période de 90 à 100 jours par année.

On utilise les navires de forage, en eaux plus profondes, depuis 1976, et, en 1982, on avait foncé 15 puits à partir de ces navires. Jusqu'à quatre navires ont été utilisés en même temps. Toutefois, l'utilisation de ces navires a été limitée à environ 110 jours par années en raison de leur manque de résistance à la glace; le reste du temps, les navires étaient ancrés au port. Ces navires ne se prêtent pas non plus à l'exploitation des gisements.

En raison des limites des îles artificielles et des navires de forage, les exploitants ont conçu une nouvelle génération de matériel. Ce matériel nouveau comprend deux caissons mobiles et un super pétrolier converti, qui peuvent être utilisés à l'année longue. Une quatrième installation, une vaste plateforme flottante ronde, a été conçue pour servir jusqu'à six mois par année. Toutes ces installations peuvent être remorquées d'un chantier à l'autre.

En raison de la capacité limitée de stockage à bord des installations de forage, des installations de soutien coûteuses sont requises, installations qui peuvent coûter plus que l'unité de forage proprement dite. La berme pour les installations déposées au fond de la mer peut coûter plus de 50 millions de dollars. Le coût en capital d'un système complet varie entre 40 et 200 millions de dollars, et le droit d'utilisation, par jour de travail, peut dépasser le million de dollars. En dépit de ces sommes faramineuses, toutes ces installations ont été conçues à des fins d'exploration. On n'a aucune assurance que ce matériel ne sera pas un jour transféré dans les eaux américaines de la mer de Beaufort, même s'il a été en partie payé par le PEP. Toutes ces installations ont été construites à l'extérieur du Canada.

Le coût élevé du matériel est probablement attribuable en partie au fait qu'on en était aux premiers balbutiements de la technologie au moment de leur conception. Les estimations trop optimistes du potentiel de production ont sans aucun doute contribué également aux coûts élevés enregistrés en bout de ligne. Toutefois, lorsqu'on constate l'approche prudente et extrêmement frugale, au niveau du matériel, adoptée par les exploitants qui manœuvrent dans les eaux américaines de la mer de Beaufort, à celle de leurs contreparties canadiennes, il est difficile de ne pas conclure que la disponibilité des importantes subventions accordées dans le cadre du PEP ont également pu jouer un rôle à cet égard.



*Comment*

The first question posed by the Committee concerns the costs and benefits of the Canadianization program, and its success. As set out in the original document, this objective was to be achieved through a variety of steps, including a series of exploration and production incentive grants, the value of which was tied directly to the degree of Canadian involvement in the activity to be supported. More direct was a statutory requirement that, in lands controlled by the federal government, oil and gas production had to be owned at least 50% by Canadian companies.

In response to the requirements and pressures of the NEP, foreign controlled interest holders moved quickly to obtain Canadian partners. Of this latter group of companies, some such as Home and Husky had been in business many years. Others were newly formed to take advantage of the anticipated opportunities and sometimes consisted of, in addition to a few million dollars of someone else's money, little more than a charter, a secretary, a geologist and a president. Several had no other sources of earned income.

On the surface, the surge of activities by Canadian companies to participate in Beaufort Sea exploration confirmed the wisdom of the drafters of the National Energy Program. In its update of the National Energy Program published in June, 1982, the Department of Energy, Mines and Resources claimed that, since the NEP was introduced in October, 1980, Canadian control of the oil industry had gone up from 22.3% to 33.1% and Canadian ownership from 28.0% to 34.7%.

The reality, however, was something else. The agreements providing for participation by the Canadian farmers and spelling out their obligations, left real control of the programs to be undertaken in the hands of the operators. That the agreements containing the programs were signed by the federal government gives limited protection, especially in view of the government's stated unwillingness to interfere in company affairs. It also happened in each case that the operators provided, or undertook to provide, the expensive equipment needed for the search for oil. Nor did they give any undertakings that, if commercially producible quantities of hydrocarbons were found, steps would be taken to move to early production. In other words, while encouraging Canadian companies to climb on the band wagon, the NEP as it being administered does nothing to ensure that once on board, they will have any real control over its subsequent speed or ultimate destination, or indeed, whether it reaches any destination at all.

The consequences of this NEP encouraged scramble for Canadian participation are as evident as they were predictable. Canadian companies, several years into their farm in agreements, are by now heavily financially committed. They have little or no real influence over the cost of continuing exploration activities, except to refuse to participate where this is permitted by their agreements, and less over the time when, in the event commercial discoveries of oil are made, production and

*Commentaire*

La première question posée par le Comité vise les coûts et les avantages du Programme de canadienisation, et sa réussite. Comme le précisait le document original, cet objectif devait être réalisé par une variété d'étapes, y compris une série de subventions pour stimuler l'exploration et la production, subvention dont l'importance était directement reliée au niveau de la participation canadienne à l'activité devant être soutenue. On y précisait notamment une exigence statutaire à l'effet que, sur les territoires régis par le gouvernement fédéral, la production pétrolière et gazière devait appartenir au moins pour la moitié à des entreprises canadiennes.

En réaction aux exigences et aux pressions du PÉN, les étrangers qui détenaient des intérêts se sont empressés de se trouver des partenaires canadiens. Parmi ce dernier groupe d'entreprises, certaines, comme la Home et la Husky, étaient en affaires depuis plusieurs années. D'autre, par contre, ont été créées pour tirer parti des possibilités anticipées; elles comprenaient parfois, en plus de quelques millions de dollars empruntés, à peine plus d'une charte, d'une secrétaire, d'un géologue et d'un président. Plusieurs sociétés n'avaient aucune autre source de recettes.

À première vue, le bourdonnement d'activité généré par des sociétés canadiennes pour participer à la prospection en mer de Beaufort a confirmé la sagesse des responsables de la rédaction du Programme énergétique national. Dans sa mise à jour du Programme énergétique national publiée en juin 1982, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources déclarait que depuis l'adoption du PÉN en octobre 1980, la participation canadienne à l'industrie pétrolière était passée de 22,3 p. 100 à 33,1 p. 100 et la propriété canadienne de 28,0 p. 100 à 34,7 p. 100.

Toutefois, la réalité était bien différente. Les accords prévoyant la participation des Canadiens «affermés» et précisant leurs obligations, ont laissé la maîtrise réelle des programmes aux mains des exploitants. Le fait que les accords précisant les programmes étaient paraphés par le gouvernement fédéral constitue une protection limitée, puisque le gouvernement est réticent à intervenir dans les affaires des sociétés. La situation s'est répétée également dans tous les cas où les exploitants ont fourni, ou entrepris de fournir, le coûteux matériel nécessaire à la prospection pétrolière. Les sociétés ne se sont pas non plus engagées à prendre des mesures pour entreprendre l'exploitation hâtive des gisements d'hydrocarbures exploitables commercialement, advenant de telles découvertes. En d'autres mots, tout en encourageant des entreprises canadiennes à prendre le train, le PÉN, dans sa forme administrative actuelle, ne fait rien pour assurer qu'une fois montées dans le train, elles auront une maîtrise réelle sur la vitesse ou sur la destination ultime; elles ignorent même si le train atteindra une destination.

Les conséquences de cette fièvre de participation canadienne suscitée par le PÉN étaient aussi évidentes que prévisibles. Les sociétés canadiennes, dont les accords d'affermage courent depuis plusieurs années, sont maintenant très engagées sur le plan financier. Elles ont peu ou pas d'influence réelle tant sur le coût des activités d'exploration soutenues, si ce n'est refuser de participer lorsque cela leur est permis par les accords, que sur le moment où sera entreprise la production, advenant une

the resulting life sustaining cash flow will begin. A statutory requirement that 50% of all production must be controlled by Canadian companies is of little value to those unable to maintain their interests until this stage is reached. Nor, because all the exploration systems are controlled by the operators, do the Canadian partners have much real alternative to using them. A further consideration is that there is nothing to prevent the operators from eventually transferring the equipment to the U.S. Beaufort if it appears in their corporate interests to do so regardless of whether it is needed by their Canadian partners.

Thus, while encouraging greater participation by Canadian owned and controlled companies in the Beaufort Sea, the NEP as implemented to-date, has left them largely if not entirely dependent on the good will of the operators, the two principal ones of which are foreign owned multi-nationals. Even more ironic, the Program has put these same operators in a position where, should they for whatever reason delay production for a sufficient length of time, a number of Canadian companies could well be forced because of insufficient financial resources, to surrender their interests. In such circumstances, and should other Canadian companies not wish to run the same risk, the proceeds of the Canadian tax payer as well as of the Canadian investor could end up of principal benefit to the operators whether they were Canadian-owned or not. Finally, the decision of when to begin production and therefore to move further towards national self sufficiency, would rest equally in the hands of the operators.

In summary, a start towards greater Canadian participation in activities in, and in obtaining oil from, the Beaufort Sea has been made by the N.E.P. Whether, however, the goals of 50% ownership and 100% self-sufficiency by 1990 are reached is highly questionable. Both will depend on the timing and amount of early production, and the extent to which Canadian companies are able to benefit from it to consolidate their increased role. Given the Federal Government's policy of leaving the decision of when to begin production to the companies, it is the operators that will determine whether and if so, when the Program reaches these goals.

A further objective of the National Energy Program not referred to in the Hearing's terms of reference, but of great importance, is to ensure the employment of a high level of Canadian goods and services in oil and gas activities carried out on the Canada Lands. While many smaller items of equipment and most services are of Canadian origin, it should be noted that at least the basic structures for all four major platforms referred to earlier in this account were made overseas. Nor does the government appear to be making any special efforts to ensure that future major structures will be made in Canada.

découverte de pétrole exploitable commercialement, et partant sur le moment où elles toucheront des liquidités. L'exigence statutaire voulant que la moitié de toute la production soit régie par des entreprises canadiennes présente peu d'intérêt pour ceux qui ne peuvent conserver leurs intérêts jusqu'à ce que ce stade soit atteint. Et comme toutes les installations d'exploration sont régies par les exploitants, les partenaires canadiens n'ont pas beaucoup d'autre choix, à la vérité, et ils doivent utiliser ce matériel. Ajoutons à ce facteur le fait que rien n'empêche les exploitants de transférer éventuellement ce matériel dans les eaux américaines de la mer de Beaufort, s'il semble que leurs intérêts corporatifs seront mieux servis, que ce matériel soit requis ou non par leurs partenaires canadiens.

Ainsi, tout en encourageant une plus grande participation par les sociétés appartenant à des Canadiens et maîtrisées par eux, en mer de Beaufort, le PÉN, tel qu'il a été appliqué à ce jour, les a laissées en grande partie sinon entièrement dépendantes de la bonne volonté des exploitants, dont les deux principaux sont des sociétés multinationales appartenant à des intérêts étrangers. Ce qui est plus ironique, encore, c'est que le programme a placé ces mêmes exploitants dans une situation où, s'ils devaient, pour un motif ou un autre, repousser l'exploitation pendant une période suffisamment longue, un certain nombre de sociétés canadiennes pourrait bien être forcées, pour des motifs d'insuffisance de ressources financières, de vendre leurs intérêts. Dans ces circonstances, et advenant que d'autres sociétés canadiennes ne désirent pas courir le même risque, les fonds des contribuables canadiens et des investisseurs canadiens pourraient bien profiter principalement aux exploitants, qu'il s'agisse de Canadiens ou non. Enfin, la décision concernant le moment d'entreprendre la production et, partant, de faire un pas de plus vers l'autosuffisance nationale demeurera le propre de l'exploitant.

En bref, le PÉN a provoqué une plus grande participation canadienne aux activités entreprises en mer de Beaufort, dans le but d'en tirer du pétrole. La réalisation des objectifs de la propriété à 50 p. 100 et de l'autosuffisance à 100 p. 100 vers 1990 demeure toutefois une question fort problématique. La réalisation de ces deux objectifs dépendra du moment et de l'importance du démarrage de la production, et de la mesure dans laquelle les sociétés canadiennes pourront en profiter pour consolider leur rôle accru. Étant donné la politique du gouvernement fédéral de laisser aux sociétés la décision concernant le moment d'entreprendre l'exploitation des gisements, ce sont les exploitants qui détermineront si le Programme réalisera ces objectifs, et, dans l'affirmative, le moment auquel ces objectifs seront atteints.

Un autre objectif du Programme énergétique national qui n'est pas mentionné dans le mandat de l'Audience mais qui revêt une grande importance, est celui visant à assurer l'utilisation d'une forte proportion de biens et de services canadiens dans les activités pétrolières et gazières entreprises sur les terres du Canada. Même si plusieurs petits équipements et la plupart des services sont d'origine canadienne, on notera qu'au moins les structures de base des quatre grandes plates-formes mentionnées ci-avant ont été fabriquées outre-mer. Le gouvernement ne semble pas faire d'efforts particuliers pour s'assurer que les grands équipements à venir soient fabriqués au Canada.



Of greater importance is the absence of any federal efforts or even interest to encourage research into lower priced systems able to produce oil economically from the larger existing discoveries, and without which there may never be production. The government's failure to act on the increasingly decisive question of equipment is not only costing the country many jobs, but possibly delaying potential early production with all this means for Canadianization, increased self sufficiency, tax revenue, Pips payments and jobs.

I will not turn to the impact of the fiscal and regulatory regime put in under the NEP. Much has been said which I need not repeat about the effect of the Program's taxation policies on the industry's ability to carry on. The modifications made in the various tax schemes as a result of these difficulties show that the importance of taking corrective measures is well understood by government. A continuation of this flexibility will be of benefit to the two sides for, as recent events have shown, companies can only meet their obligations if they have the necessary cash flow.

The consequences good and bad, of the Petroleum Incentives Program are also of great importance. I do not know what effect the availability of assistance under the Program, and the conditions under which it is has been made available, has actually had on the decisions of the companies receiving its benefits. I do know the considerations that would come to my mind in circumstances similar to theirs as a businessman responsible for the financial well being of his company:

1. because the assistance is much higher (a maximum of 80% as opposed to 20%), exploration would take precedence over production;
2. uncertainty as to how long the assistance would be available would reinforce this inclination, and argue in favour of concentrating first on the least likely prospects so that as much of the risk as possible would be passed on to the tax payer;
3. as the influence of an operator over his farmees is strengthened if he controls the exploration equipment, the provisions enabling this equipment to be paid for by Pips should be fully utilized;
4. because the equipment is being entirely or largely paid for by others (Pips plus the rates charged to the farmees), and as there are no restrictions on its movement elsewhere, it should be designed to take advantage of opportunities in the U.S. Beaufort as well;
5. any oil discovered would require substantial amounts of money to produce, and, given current low price levels, should be left in the ground until cheaper more profitable oil (e.g. from Alberta's conventional fields) was developed; and

Un facteur revêt une grande importance: l'absence d'initiatives fédérales ou même d'intérêt à encourager la recherche sur des systèmes moins coûteux, susceptibles de permettre l'exploitation économique du pétrole contenu dans les grands gisements découverts, sans lesquels la production pourrait bien ne jamais être entreprise. L'inaction du gouvernement concernant la question de plus en plus décisive du matériel non seulement coûte au pays plusieurs emplois, mais reporte peut-être la possibilité d'une exploitation hâtive, avec tout ce que cela signifie au chapitre de la canadianisation, de l'accroissement de l'auto-suffisance, des recettes fiscales, des paiements PEP et des emplois.

J'aimerais maintenant revenir à la question des répercussions du régime réglementaire et fiscal adopté en vertu du PÉN. On a dit beaucoup de choses, que je ne répéterai pas, concernant les incidences des politiques de taxation du programme sur la capacité de l'industrie à aller de l'avant. Les modifications apportées aux divers régimes de taxation, à la suite de ces difficultés, démontrent que le gouvernement est bien conscient de l'importance de prendre des mesures correctrices. Le maintien de cette souplesse profitera aux deux parties puisque, comme l'ont démontré les événements récents, les sociétés ne peuvent honorer leurs obligations que si elles disposent des fonds autogénérés nécessaires.

Les conséquences, bonnes ou mauvaises, du Programme d'encouragements pétroliers revêtent également une grande importance. J'ignore quelles répercussions l'aide accordée en vertu du Programme et les conditions applicables à ce soutien ont eu en réalité sur les décisions des sociétés qui en ont profité. Je sais toutefois les considérations qui me viendraient à l'esprit, dans des situations semblables, à titre d'homme d'affaires responsable de la santé financière de sa société:

1. comme l'aide est nettement supérieure (un maximum de 80 p. 100 contre 20 p. 100), l'exploration passerait avant l'exploitation;
2. l'incertitude concernant la période de disponibilité de l'aide renforcerait cette inclination, et militerait en faveur d'une concentration, en premier lieu, sur les perspectives les moins vraisemblables, de façon à faire porter par le consommateur la plus grande partie possible des risques;
3. comme l'influence d'un exploitant sur ses affermataires est plus forte s'il maîtrise le matériel d'exploration, on tirera pleinement parti des dispositions permettant de payer ce matériel à même le PEP;
4. comme le matériel est payé en grande partie ou en entier par d'autres personnes (par les paiements PEP et les taux exigés des affermataires), et comme rien n'en limite le déplacement ailleurs, celui-ci devrait être conçu de façon à pouvoir également tirer parti des possibilités offertes dans le secteur américain des eaux de la mer de Beaufort;
5. toute découverte de pétrole nécessiterait des sommes substantielles pour être exploitée et, en raison des bas prix actuels, ce pétrole devrait être laissé dans le sol jusqu'à ce qu'on ait exploité le pétrole moins coûteux et plus profitable (e.g. le pétrole des champs conventionnels de l'Alberta); et



6. if, while waiting for higher profit margins from Beaufort oil, several farmees were forced to drop out through lack of cash flow and had to give up their investment, a windfall profit would result.

It should be repeated that the above does not mean that any companies are actually motivated by one or more of the above considerations, only that they are potential factors as Pips is currently administered.

### Conclusions

Having encouraged Canadian companies to participate more in oil and gas exploration and development activities in the Beaufort Sea, the Federal Government has now turned over the key decision as to when to begin production to the operators. It has furthermore accepted apparently without question the views of the operators that existing discoveries cannot be economically developed and has not sought to determine independently if this is really so. This failure is particularly difficult to understand with respect to the Government's apparent refusal to investigate whether there may be equipment that could develop economically reservoirs of the size already discovered. The absence of independently owned systems will also bring into question the effectiveness of the land relinquishment program in transferring land to Canadian companies. Thus, while achievement of the Program's chief goals has been effectively placed in the hands of a largely foreign owned group of companies, the bulk of the cost has been passed on to the Canadian investor and the Canadian taxpayer.

### Recommendations

1. *Canadianization*—in the case of farm-in agreements, this objective will only be permanently reached when Canadian companies have the cash flow from production necessary to maintain their holdings. Government should not permit the interests of these companies to be subordinated to conflicting priorities of foreign controlled operators where this might delay early production as long as the tax payer is covering a significant portion of the cost.
2. *Self-sufficiency*—also requires the earliest possible commercial production. Government because it has paid much of the cost, should ensure that every possible means to this end be investigated including if necessary, independent evaluation of alternative means of production.
3. *Fiscal and Regulator Provisions*—the Petroleum Incentives Program should be adjusted over a suitable period of time to provide more encouragement to production and to ensure that Canadian owned and controlled companies do not have to forfeit their interests as this change is made. Those

6. si, en attendant des marges de bénéfice plus intéressantes pour le pétrole de Beaufort, plusieurs sous-traitants se voyaient forcés de se retirer de l'entreprise par manque de fonds autogénérés, et devaient abandonner leurs mises de fonds, un bénéfice inattendu en résulterait.

Je répète que ceci ne veut pas dire que l'une ou l'autre société soit en réalité motivée par l'une ou l'autre de ces considérations, mais seulement qu'il s'agit de facteurs possibles à retenir au moment d'envisager le régime d'administration actuel du PEP.

### Conclusions

Après avoir encouragé les sociétés canadiennes à participer davantage aux activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz en mer de Beaufort, le gouvernement fédéral a maintenant remis aux exploitants le soin de prendre la décision clé concernant le moment où l'exploitation sera entreprise. Il semble qu'il ait également accepté, sans question, les opinions des exploitants voulant que les gisements déjà dévouverts ne puissent être exploités sur une base économique et il n'a pas cherché à faire vérifier ces affirmations, par des ressources indépendantes. Cette négligence est particulièrement difficile à comprendre en ce qui concerne le refus manifeste du gouvernement de chercher à déterminer s'il n'y aurait pas du matériel pouvant permettre l'exploitation économique des réservoirs d'hydrocarbures de l'importance de ceux découverts. L'absence de systèmes appartenant à des intérêts indépendants soulève également la question de la pertinence du programme de remise du territoire aux sociétés canadiennes. Ainsi, même si la réalisation des principaux objectifs du programme a été effectivement placée entre les mains d'un groupe de sociétés appartenant en grande partie à des intérêts étrangers, la majeure partie des coûts a été transmise à l'investisseur et au contribuable canadiens.

### Recommendations

1. *Canadianisation*: dans le cas des accords de participation (affermage) l'objectif ne sera réalisé de façon permanente que lorsque les sociétés canadiennes pourront tirer des fonds générés par la production, les liquidités nécessaires pour maintenir leurs avoirs. Le gouvernement ne devrait pas permettre que les intérêts de ces sociétés soient subordonnés aux priorités conflictuelles d'exploitants contrôlés par des intérêts étrangers, lorsque cette situation est susceptible de reporter la production hâtive aussi longtemps que le contribuable payera une partie importante des coûts.
2. *Autosuffisance*: exige également l'exploitation commerciale le plus tôt possible. Comme le gouvernement a payé une bonne partie des coûts, il devait faire en sorte que tous les moyens possibles soient examinés, et commander, au besoin, une évaluation indépendante des diverses options disponibles au niveau des moyens de production.
3. *Dispositions d'ordre fiscal et réglementaire*: Le Programme d'encouragements pétroliers devrait être ajusté, sur une période appropriée, pour encourager davantage l'exploitation et s'assurer que les sociétés possédées et contrôlées par des Canadiens n'aient pas à céder leurs intérêts, lorsque ce changement sera fait. On devrait modifier les aspects du pro-

aspects of the program discriminating against Canadian-owned and operated equipment should be changed.

4. *Industrial Benefits*—greater support should be given to Canadian companies seeking to supply major items of equipment, especially where they will be paid for by the taxpayer.

gramme qui se traduisent par une discrimination défavorisant le matériel qui appartient à des Canadiens et qui est exploité par des Canadiens.

4. *Retombées industrielles*: un soutien plus important devrait être accordé aux sociétés canadiennes qui cherchent à fournir des équipements majeurs, tout particulièrement lorsque ce matériel sera payé par le contribuable.

## APPENDIX "ENR-151"

March 25, 1984

Clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources,  
The Senate, K1A 0A4

Re.: Review of the National Energy Program

Dear Sirs,

This is to advise your committee that I would like to see a change in Canada's present policy with respect to energy and natural resources.

I am not an expert in this area but understand that the major portion of government spending (=99%) goes to the oil and atomic energy areas with respect to research and development.

I would like to see more funding directed to research and development of solar energy and other renewable energy sources.

Mr. G. Chambers, P. Eng.  
620 Melrose Ave. East  
Winnipeg, Manitoba  
R2C 0B8

## APPENDICE «ERN-151»

le 25 mars 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat, K1A 0A4

Objet: Revue du Programme énergétique national

Messieurs,

La présente a pour objet d'aviser votre Comité que j'aimerais bien voir modifier la politique actuelle du Canada en matière d'énergie et de ressources naturelles.

Je ne suis pas un expert dans ce domaine mais je crois comprendre que la majeure partie des dépenses gouvernementales (=99 p. 100) est affectée aux secteurs de l'énergie pétrolière et atomique, pour ce qui regarde la recherche et le développement.

J'aimerais qu'on consacre plus de fonds à la recherche et au développement dans le domaine de l'énergie solaire et des autres sources d'énergie renouvelable.

M. G. Chambers, Ing. P.  
620 est, avenue Melrose  
Winnipeg (Manitoba)  
R2C 0B8



## APPENDIX "ENR-15II"

TO: The Senate Standing Committee on Energy and Natural Resources in its Review of the National Energy Program

## CONTENTS

- (1) Summary of Major Points
- (2) Summary of Solutions
- (3) Cyanamid Canada Inc. Submission
- (4) Charts I, II, III and IV
- (5) Two Surveys Of Natural Gas Prices In U.S.A.

Submitted by

Cyanamid Canada Inc.

By

J. D. Day

General Manager Plant Food Division

CC8/0257T-1

### SUMMARY MAJOR POINTS

- (1) The cost of gas is by far the largest cost for an Ontario ammonia producer
  - Gas component of ammonia=
  - 82% of all variable costs
  - 70% of total manufacturing costs
- (2) Ontario has highest gas cost in the world while Canada as a whole has large reserves of gas

|              |                               |
|--------------|-------------------------------|
| 1983 Ontario | U.S. \$3.54 per MMBTU         |
| Alberta      | 2.00—\$2.50                   |
| U.S. average | 2.34                          |
| Mexico       | .50                           |
| Trinidad     | less than 1.00                |
| Venezuela    | less than 1.00                |
| Indonesia    | less than 1.00                |
| Europe       | subsidised to varying degrees |

This detrimentally affects the ability of Ontario nitrogen producers to compete.

- (3) The U.S. is deregulating the pricing of natural gas to make pricing more market responsive. Canada is not following suit.
- (4) Natural gas is the only viable feedstock for nitrogen producers.

We have no economic choice.

Natural gas is feedstock in 100% of Canadian nitrogen plants

97% of U.S. nitrogen plants  
75% of world nitrogen plants

—Virtually all new plants world-wide are based on gas.

## APPENDICE «ERN-15II»

Au: Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, dans le cadre de sa revue du Programme énergétique national

## TABLE DES MATIÈRES

- 1) Résumé des grandes questions
- 2) Résumé des solutions
- 3) Mémoire de la Cyanamid Canada Inc.
- 4) Tableaux I, II, III et IV
- 5) Deux études du prix du gaz naturel aux États-Unis

Mémoire présenté pour la

Cyanamid Canada Inc.

par

Le directeur général des installations,  
Division alimentaire  
J. D. Day

CC8/0257T-1

### RÉSUMÉ GRANDES QUESTIONS

- 1) Le coût du gaz est nettement le coût le plus important pour un producteur ontarien d'ammoniaque
  - L'élément gaz, de l'ammoniaque=
  - 82 p. 100 de tous les coûts variables
  - 70 p. 100 du total des coûts de fabrication
- 2) L'Ontario enregistre le coût du gaz le plus élevé au monde, alors que le Canada, dans son ensemble, dispose d'importantes réserves de gaz

|                     |                              |
|---------------------|------------------------------|
| 1983 Ontario        | É.-U. 3,54 \$ par MMBTU      |
| Alberta             | 2,00—2,50 \$                 |
| États-Unis, moyenne | 2,34 \$                      |
| Mexique             | 0,50 \$                      |
| Trinidad            | moins de 1,00 \$             |
| Vénézuéla           | moins de 1,00 \$             |
| Indonésie           | moins de 1,00 \$             |
| Europe              | subventionné à divers degrés |

Ceci a un effet négatif sur la capacité des producteurs ontariens d'azote à affronter la concurrence

- 3) Les États-Unis dérèglementent actuellement le prix du gaz naturel pour rendre les prix plus sensibles au marché. Le Canada n'emboîte pas le pas.
- 4) Le gaz naturel constitue la seule charge d'alimentation viable pour les producteurs d'azote.

Nous n'avons aucune autre option économique

Le gaz naturel constitue la charge d'alimentation

dans toutes (100 p. 100) les usines canadiennes d'azote  
dans 97 p. 100 des usines américaines d'azote  
dans 75 p. 100 des usines d'azote du monde

—Presque toutes les nouvelles usines d'envergure mondiale sont alimentées au gaz

- Non-gas plants tend to spend the capital to switch to gas when gas becomes available.
- To switch a plant designed to use gas is not economically justifiable.
- (5) The Ontario nitrogen industry is market based. The pipeline distribution facilities should minimize the disadvantage of not being resource based—because of the artificial pricing policies existing today, this disadvantage is magnified.
- (6) Exports
  - Approximately 1/3 of production from the Ontario nitrogen plants is exported.
  - Worth \$74 million.
- (7) Employment
  - The Ontario nitrogen plants provide direct employment for 1100 people.
  - If this industry ceased production, the Ontario G.D.P. would fall by \$233 million and 3000 man years of employment would be lost.

#### SUMMARY SOLUTIONS

- |                          |  |
|--------------------------|--|
| Feedstock Rate           | Ammonia producers only<br>Petrochemical producers as well  |
| Petrochemical Task Force | 15% (60¢ MCF)<br>Reduction to all industrial users   |
| Direct Purchase          | Query (1) Requirement for investment<br>(2) Alberta Gov't attitude and<br>export permit from Alberta         |
| Incentive Gas Pricing    | Unacceptable to Cyanamid because<br>—Penalizes existing customers and is therefore a marketing<br>aberration |

#### SUBMISSION OF CYANAMID CANADA INC.

Cyanamid addresses your committee with respect to a review of the NEP specifically from the point of view of a natural gas consumer in Eastern Canada, and more especially from the aspect of fairness in energy pricing. We are prepared to appear before you.

Cyanamid is a diversified manufacturer and distributor of fertilizers, agricultural products, chemicals, formica building products, medical products through its Lederle and Davis & Geck departments and consumer products including Breck, Shulton and Fine Fragrance lines and acrylics through Chemacryl Plastics Limited, a joint venture with Rohm GMBH.

Cyanamid was founded in 1907 to manufacture in Ontario the world's first synthetic fertilizer, calcium cyanamide, the

- Les usines qui ne sont pas alimentées au gaz ont tenté à consentir les immobilisations nécessaires pour pouvoir adopter le gaz lorsque celui-ci deviendra disponible.
- La conversion d'une usine conçue pour utiliser le gaz ne peut se justifier sur le plan économique.
- 5) L'industrie ontarienne de l'azote est basée sur le marché. Les installations pipelinières de distribution devraient minimiser les désavantages d'une industrie qui n'est pas basée sur la ressource. Les politiques actuelles qui déterminent des prix artificiels accentuent ce désavantage.
- 6) Exportations
  - Environ le tiers de la production des usines d'azote ontariennes est exporté
  - D'une valeur de 74 millions de dollars.
- 7) Emploi
  - Les usines d'azote de l'Ontario fournissent un emploi direct à 1 100 personnes
  - Si cette industrie cessait la production, le P.I.B. de l'Ontario serait réduit de 233 millions de dollars et 3 000 années-personne d'emplois seraient perdues.

#### RÉSUMÉ SOLUTIONS

- |  |  |
|--|--|
| Taux applicable aux charges d'alimentation | Uniquement aux producteurs d'ammoniaque<br>Également aux fabricants de produits pétrochimiques   |
| Groupe de travail de la pétrochimie        | 15 p. 100 (60¢ Mpi <sup>3</sup> )<br>Réduction pour tous les usagers industriels   |
| Achat direct                               | Revoir 1) la nécessité d'investir<br>2) l'attitude du Gouvernement de l'Alberta et le permis d'exportation de l'Alberta                      |
| Prix incitatif du gaz                      | Inacceptable pour la Cyanamid parce que<br>—ceci pénalise les clients actuels: il s'agit donc d'une aberration sur le plan commercialisation |

#### MÉMOIRE DE LA CYANAMID CANADA INC.

La Cyanamid s'adresse à votre Comité dans le cadre d'une revue du PÉN en adoptant spécifiquement la perspective d'un consommateur de gaz naturel de l'Est du Canada, et plus particulièrement en s'attachant à l'aspect équité en matière de détermination du prix de l'énergie. Nous sommes disposés à rencontrer les membres du Comité.

La Cyanamid est un fabricant diversifié et un distributeur d'engrais, de produits agricoles, de produits chimiques, de produits de construction en formica, de produits médicaux par l'entremise de ses départements Lederle et Davis & Geck, de produits de consommation comprenant les lignes Breck, Shulton et Fine Fragrance, et de produits acryliques, par l'intermédiaire de la Chemacryl Plastics Limited, une entreprise en coparticipation avec la Rohm GMBH.

La Cyanamid a été fondée en 1907 pour produire en Ontario le premier engrais synthétique au monde, la cyanamide de cal-



product from which the company took its name. There were only 14 employees in the first plant at Niagara Falls, Ontario.

From its start in synthetic fertilizers, the company has expanded to serve a wide range of basic industries and consumers through the products of its continuing research and development programs. Research and development has become the basic operational strategy of Cyanamid in high growth, high tech business areas. It is not our long term strategy to enter the energy field as we prefer leaving this activity to others in the resources business.

Cyanamid's Plant Food Division provides a range of nitrogen products, including urea, ammonium nitrate, anhydrous ammonia, nitric acid, and nitrogen solutions which are manufactured at Cyanamid's Welland plant in Niagara Falls.

Distribution is on both wholesale and our own retail levels in the major growing areas of Eastern Canada.

Cyanamid must make a few points about its nitrogen business and share with you the context in which it finds itself today.

(1) The cost of gas is by far the largest cost for an Ontario Ammonia Producer

- Gas Component of ammonia =
- 82% of all variable costs
- 70% pf total manufacturing costs

As you can see from chart I any ammonia or nitrogen product manufacturer must have competitive costs for natural gas.

(2) Ontario has among the highest gas costs in the world while Canada as a whole has large reserves of gas, these costs in 1983

|                              |                         |
|------------------------------|-------------------------|
| In Ontario were              | U.S.A. \$3.54 per MMBTU |
| In Alberta it was            | 2.00-\$2.50             |
| The U.S. average was         | 2.34                    |
| In Mexico we estimate it was | 0.50                    |

|   |      |
|---|------|
| In Trinidad, Venezuela,<br>and Indonesia it was less than | 1.00 |
|---|------|

In Europe we know this cost was and continues to be subsidized to varying degrees.

In Eastern block countries such as Russia and East Germany no costs are identifiable.

Chart II shows that it is much more costly to transport ammonia or urea to Eastern Canadian markets than the transportation cost of the natural gas component of the product. Western Canadian nitrogen producers have much larger markets for their product in the U.S.A. midwest for a lot less freight than the freight costs to Eastern Canada. Simply put, Eastern Canadian nitrogen producers do not compete with Western Canadian producers.

cium, dont la société tire son nom. La première usine construite à Niagara Falls, en Ontario, ne comptait que quatorze employés.

Depuis qu'elle a entrepris la production d'engrais synthétiques, la société s'est étendue pour desservir une vaste gamme d'industries de base et de consommateurs, en leur fournissant les produits mis au point grâce à ses programmes de recherche et de développement soutenus. La recherche et le développement sont devenus la stratégie opérationnelle fondamentale de la Cyanamid dans les secteurs commerciaux de technologie avancée à forte croissance. Notre stratégie à long terme ne vise pas une pénétration dans le domaine de l'énergie; nous préférons laisser cette activité à d'autres sociétés œuvrant dans le commerce des ressources.

L'usine de cyanamide, de la Division alimentaire, fournit une gamme de produits d'azote, notamment de l'urée, du nitrate d'ammonium, de l'ammoniaque anhydre, de l'acide nitrique et des solutions azoteuses, fabriqués à l'usine Welland, à Niagara Falls.

La distribution se fait tant par la vente en gros que par notre propre réseau de vente de détail, dans les principales régions de l'Est du Canada qui enregistrent une croissance.

La Cyanamid doit préciser certaines questions reliées à son commerce de l'azote et vous expliquer la situation dans laquelle elle se retrouve aujourd'hui.

(1) Le coût du gaz est nettement le coût le plus important pour un producteur ontarien d'ammoniaque

- L'élément gaz de l'ammoniaque =
- 82 p. 100 de tous les coûts variables
- 70 p. 100 du total des coûts de fabrication

Comme vous pouvez le constater au Tableau I, le fabricant de produits d'ammoniaque ou d'azote doit pouvoir obtenir du gaz naturel à des coûts concurrentiels.

(2) L'Ontario enregistre le coût du gaz le plus élevé au monde, alors que le Canada, dans son ensemble, dispose d'importantes réserves de gaz: en 1983, ces coûts s'établissaient comme suit:

|   |                         |
|---|-------------------------|
| en Ontario  | 3,54 \$ É.-U. par MMBTU |
| en Alberta  | de 2,00 à 2,50 \$       |
| aux États-Unis, la moyenne s'établissait à                          | 2,34 \$                 |
| au Mexique, nous estimons que ce coût s'établissait à               | 0,50 \$                 |
| à Trinidad, au Vénézuëla et en Indonésie, ce coût était inférieur à | 1,00 \$                 |

Nous savons qu'en Europe ce coût était subventionné, à divers degrés, et continue de l'être.

Dans les pays du bloc de l'Est, comme la Russie et l'Allemagne de l'Est, on ne peut identifier aucun coût.

Le Tableau II indique qu'il est beaucoup plus coûteux de transporter l'ammoniaque ou l'urée vers les marchés de l'Est du Canada que d'assumer le coût de transport du gaz naturel utilisé pour fabriquer le produit. Les producteurs d'azote de l'Ouest du Canada disposent de marchés beaucoup plus importants pour écouler leur produit dans le midwest américain, tout en payant des coûts de transport beaucoup moins importants que lorsqu'il s'agit d'amener le produit dans l'Est du Canada.



(3) The U.S. is moving toward deregulating the pricing of natural gas to make pricing more market responsive. Canada is not following suit. The top line on chart III shows Ontario price; the middle line is U.S. average price and bottom line is the Alberta price. Until 1981 Eastern Canadian gas costs to ammonia producers closely tracked U.S. and Alberta costs. The past three years have been really hurting us and under existing agreements and policies there is no relief in sight. We must compete with the U.S. and foreign producers. Alberta producers have their problems but they are no where as severe as ours. In 1984 the problem continues and worsens in 1985 when we might expect another 30¢ increase.

(4) Natural gas is the only viable feedstock for nitrogen producers. We have no economic choice.

Natural gas is the feedstock  
in 100% of canadian nitrogen plants  
for 97% of U.S. nitrogen plants  
and for 75% of world nitrogen plants

—Virtually all new plants worldwide are based on gas.

—Non-gas plants tend to spend the capital to switch to gas when gas becomes available.

—To switch a plant designed to use gas is not economically justifiable.

(5) The Ontario nitrogen industry is market based. The pipeline distribution facilities should minimize the disadvantage of not being resource based—because of the artificial pricing policies existing today, this disadvantage is magnified.

Just to show you how disadvantaged we are you can see from chart IV the dramatic effect these costs are having on our manufacturing profits. Nitrogen prices do not permit us to pass along these increased gas costs. The units on the vertical axis are units of profits not dollars.

Finally, a word about exports and employment.

(6) Exports—Approximately  $\frac{1}{3}$  of production from the Ontario nitrogen plants is exported. And this product is worth \$74 million.

The Ontario nitrogen plants provide direct employment for 1100 people.

For the recent Ontario feedstock hearings two Ontario producers, Nitrochem and ourselves retained the Institute for Policy Analysis of the University of Toronto to analyze the contribution of the Ontario nitrogen industry.

En d'autres mots, les producteurs d'azote de l'Est du Canada ne concurrencent pas les producteurs de l'Ouest du pays.

(3) Les États-Unis s'orientent vers une déréglementation du prix du gaz naturel afin d'en rendre le prix plus sensible au marché. Le Canada n'emboîte pas le pas. La ligne du haut, au Tableau III, représente le prix ontarien; la ligne médiane représente le prix moyen américain et la ligne du bas, le prix albertain. Jusqu'en 1981, le coût du gaz, dans l'Est du Canada, payé par les producteurs d'ammoniaque correspondait étroitement aux coûts enregistrés aux États-Unis et en Alberta. Ces trois dernières années, ces coûts nous ont vraiment fait mal et, si on se fie aux ententes et aux politiques existantes, il n'y a pas de recours en vue. Nous devons affronter la concurrence des producteurs américains et étrangers. Les producteurs albertains ont bien leurs problèmes mais ceux-ci ne sont pas aussi sérieux que les nôtres. En 1984, le problème demeure et il s'accentuera en 1985, puisque nous devons vraisemblablement assumer une autre hausse de 30¢.

(4) Le gaz naturel constitue la seule charge d'alimentation viable pour les producteurs d'azote. Nous n'avons aucune option économique.

Le gaz naturel constitue la charge d'alimentation  
dans toutes (100 p. 100) les usines canadiennes d'azote  
dans 97 p. 100 des usines américaines d'azote et  
dans 75 p. 100 des usines d'azote du monde

—Presque toutes les nouvelles usines d'envergure mondiale sont alimentées au gaz.

—Les usines qui ne sont pas alimentées au gaz ont tendance à consentir les immobilisations nécessaires pour pouvoir adopter le gaz lorsque celui-ci deviendra disponible.

—La conversion d'une usine conçue pour utiliser le gaz ne peut se justifier sur le plan économique.

(5) L'industrie ontarienne de l'azote est basée sur le marché. Les installations pipelinaires de distribution devraient minimiser les désavantages d'une industrie qui n'est pas basée sur la ressource—les politiques actuelles qui déterminent des prix artificiels accentuent ce désavantage.

On constatera l'importance de ce désavantage en consultant le tableau IV qui indique l'incidence de ces coûts sur nos bénéfices de production. Le prix de l'azote ne nous permet pas de transmettre ces hausses de prix du gaz. Les unités figurant sur l'axe vertical sont des unités de bénéfices, et non pas de dollars.

Enfin, un mot concernant les exportations et l'emploi.

(6) Exportations—Environ le tiers de la production des usines d'azote ontariennes est exporté, et ces produits ont une valeur de 74 millions de dollars.

Les usines d'azote de l'Ontario assurent un emploi direct à 1 100 personnes.

Pour les audiences sur les charges d'alimentation tenues récemment par le Gouvernement de l'Ontario, deux producteurs ontariens, la société Nitrochem et la nôtre, ont demandé à l'Institute for Policy Analysis, de l'Université de Toronto, d'étudier l'apport de l'industrie ontarienne de l'azote.

If this industry ceased production, the Ontario G.D.P. would all by \$233 million and 3000 man years of employment would be lost.

#### *What Are The Solutions?*

Cyanamid has always advocated a special feedstock rate for ammonia producers because of their inelasticity of demand and the free trade in the products produced, it is the least expensive. Petrochemical producers are really in most cases in a different situation. Cyanamid emphatically supports the recommendation of the Petrochemical Task Force for an immediate 15% (60¢ MCF) industrial reduction. Another solution is the direct purchase option again proposed by the Petrochemical Task Force. This is supported by our company provided we do not have to get into the natural gas business per se, a business that Cyanamid has no expertise to pursue. Our business strategy is to pursue high tech segments, not resource based activities.

Incentive gas pricing is unacceptable as a solution. Obviously, it penalizes existing customers and therefore constitutes a marketing aberration.

Ammonia producers in U.S.A. have significantly lower natural gas prices than those prevailing in Ontario. To prove this, attached is the Fertilizer Institute (U.S.A.) ammonia production cost survey and the names of the participating companies—A good cross section. Also attached is a copy of part of the evidence of Thomas A. Blue then of S.R.I. in the Ontario feedstock reference note schedule one the average U.S.A., Alberta and Ontario costs. This discrepancy cannot continue and have a viable Ontario industry.

We have abundant natural gas in this country, gas that producers are anxious to sell. We have a gas transportation system that is economic, an industry that upgrades this resource and effectively supplies a vital link in the food chain and exports excess production. It is an opportunity but we must take action now and not lose it.

Si l'industrie cessait la production, le P.I.B. de l'Ontario serait réduit de 233 millions de dollars et 3 000 années-personnes d'emplois seraient perdues.

#### *Les solutions?*

La Cyanamid a toujours préconisé l'adoption d'un tarif spécial pour les charges d'alimentation utilisées par les producteurs d'ammoniaque; en raison de l'inélasticité de leur demande et du libre marché qui prévaut au niveau des produits fabriqués, il s'agit de la solution la moins coûteuse. Les fabricants de produits pétrochimiques sont véritablement, dans la plupart des cas, dans une situation particulière. La Cyanamid soutient vigoureusement la recommandation du Groupe de travail de la pétrochimie qui demande une réduction industrielle immédiate de 15 p. 100 (60¢ Mpi<sup>3</sup>). Une autre solution est offerte par l'option d'achat direct, également proposée par le Groupe de travail de la pétrochimie. Cette solution reçoit l'appui de notre société, à condition de ne pas être forcés de nous lancer dans le commerce du gaz naturel proprement dit, commerce pour lequel la Cyanamid n'a pas d'expertise. Notre stratégie commercialement consiste à nous intéresser à des secteurs de haute technologie, et non pas à des activités basées sur les ressources.

La détermination d'un prix incitatif du gaz constitue une solution inacceptable. Manifestement, cette solution pénalise les clients actuels et constitue donc une aberration sur le plan commercialisation.

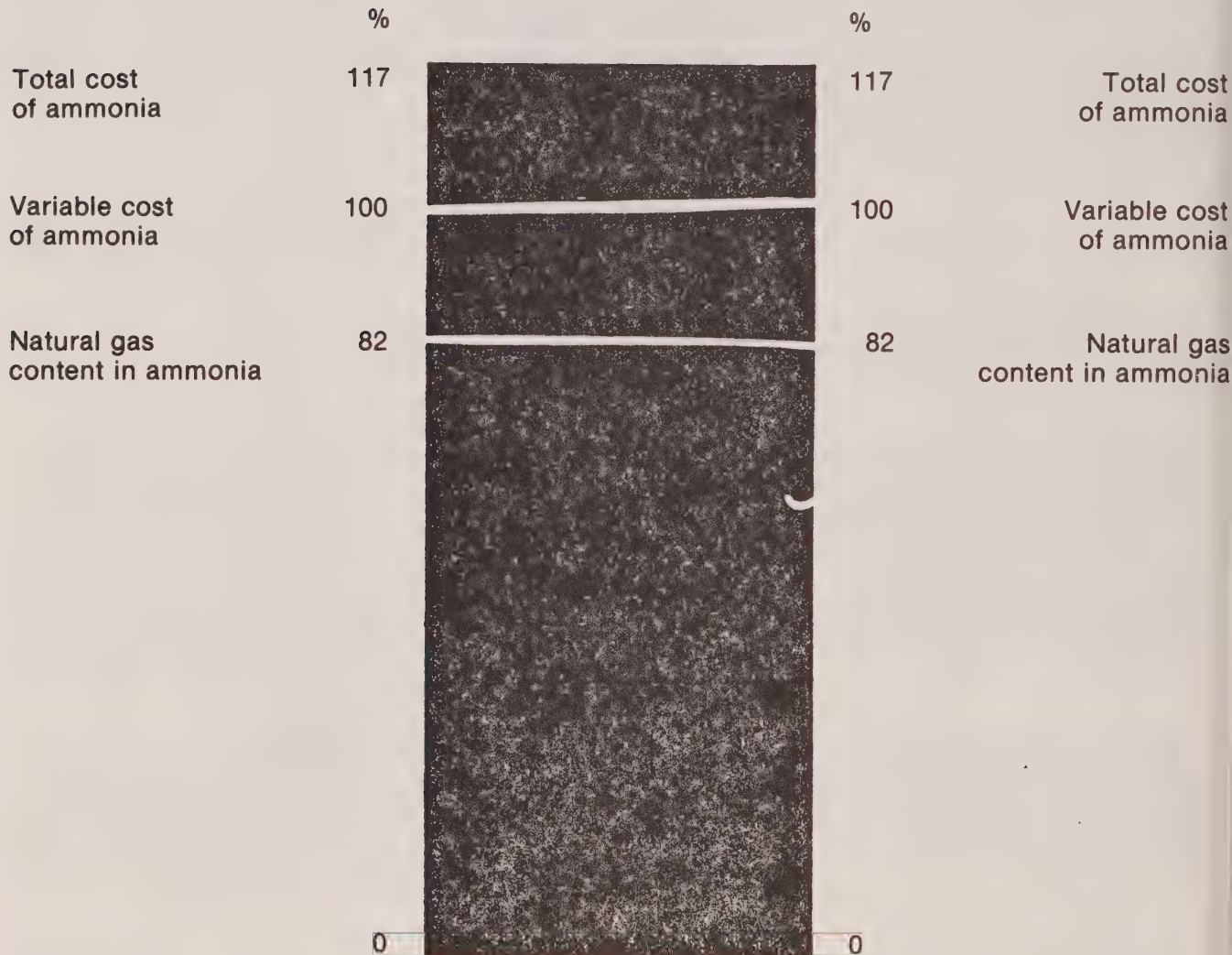
Les producteurs américains d'ammoniaque ont acheté leur gaz naturel à des prix nettement inférieurs à ceux prévalant en Ontario. À l'appui de cette affirmation, nous joignons une étude sur les coûts de production de l'ammoniaque réalisée par The Fertilizer Institute (L'Institut des engrais) (des États-Unis), ainsi que le nom des sociétés qui ont participé à l'étude et qui offrent un bon profil de ce secteur. Nous joignons également le texte d'une partie du témoignage de M. Thomas A. Blue, alors du S.R.I., concernant le prix de référence des charges d'alimentation en Ontario, et l'Annexe I, indiquant les coûts moyens enregistrés aux États-Unis, en Alberta et en Ontario. Cet écart ne peut être maintenu si on veut maintenir la viabilité de l'industrie ontarienne.

Nous avons beaucoup de gaz naturel au pays et les producteurs sont vivement intéressés à vendre ce gaz. Nous possédons un réseau de transport gazier économique, une industrie qui valorise cette ressource et qui constitue en réalité un maillon essentiel de la chaîne alimentaire et qui exporte sa production excédentaire. Il s'agit là d'un actif, mais il nous faut prendre des mesures dès maintenant pour ne pas le perdre.



## CHART I

# Natural Gas Component of Ammonia Costs Ontario Ammonia Producers Estimated 1984

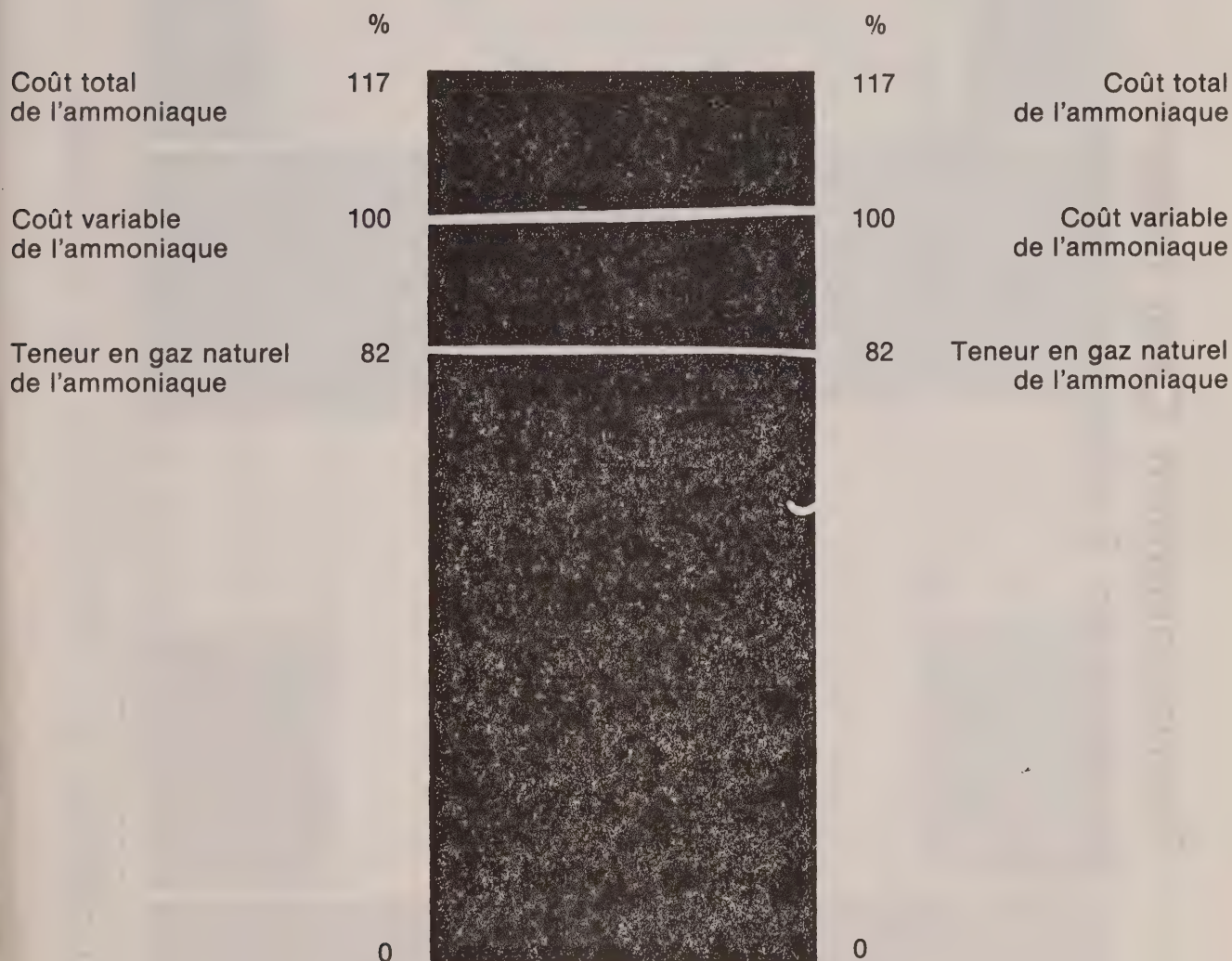


Natural gas component of ammonia  
= 82% of all variable costs  
and  
= 70% of total manufacturing cost



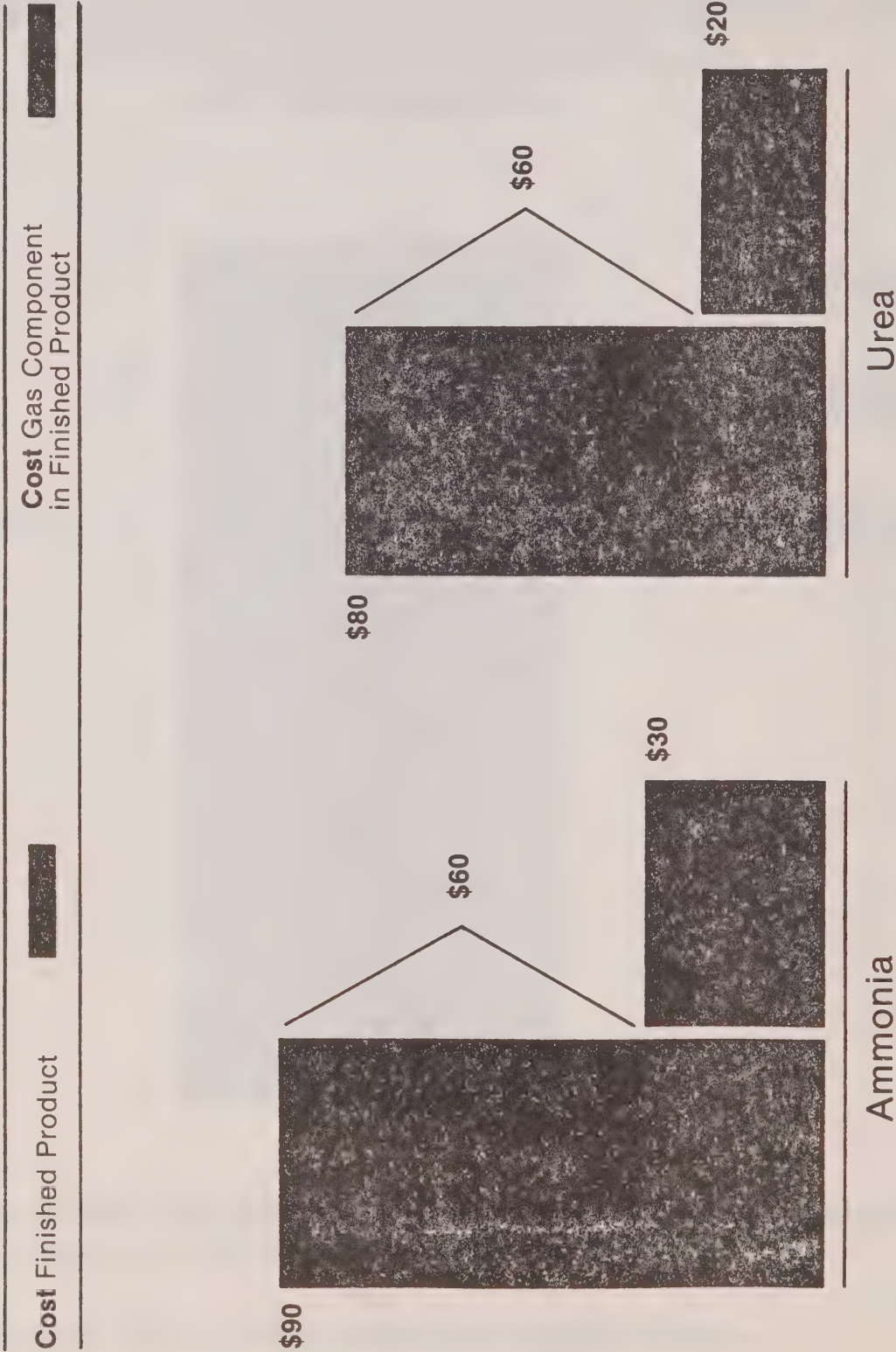
TABLEAU I

**Partie du coût de l'ammoniaque représentée par le gaz naturel**  
**Producteurs d'ammoniaque de l'Ontario**  
**Estimations pour 1984**



Partie du coût de l'ammoniaque représentée par le gaz naturel  
 = 82 p. 100 de tous les coûts variables  
 et  
 = 70 p. 100 du total des coûts de fabrication

# Transportation Cost from Western to Eastern Canada





Coût du transport, de l'Ouest  
à l'Est du Canada

TABLEAU II

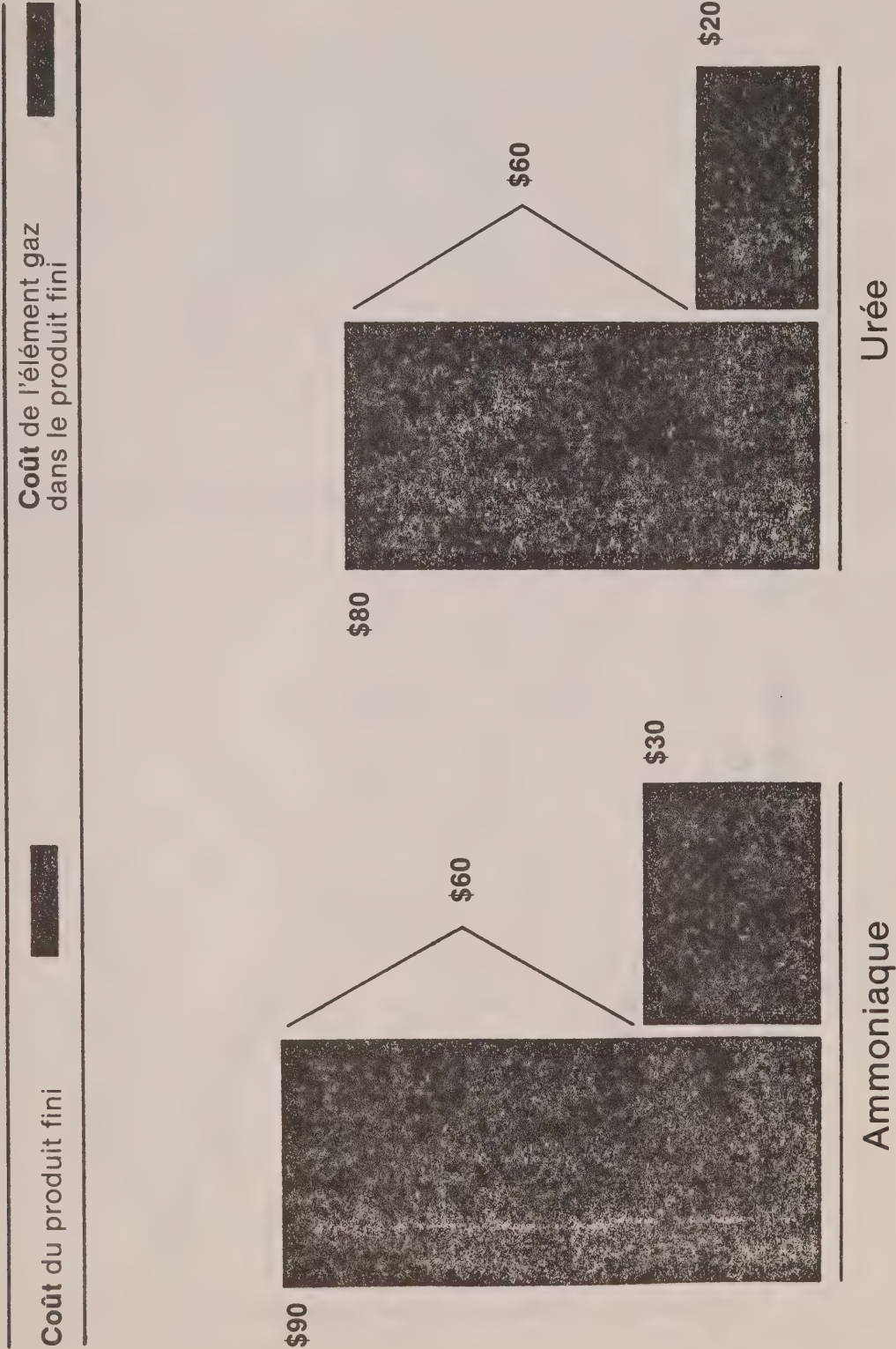
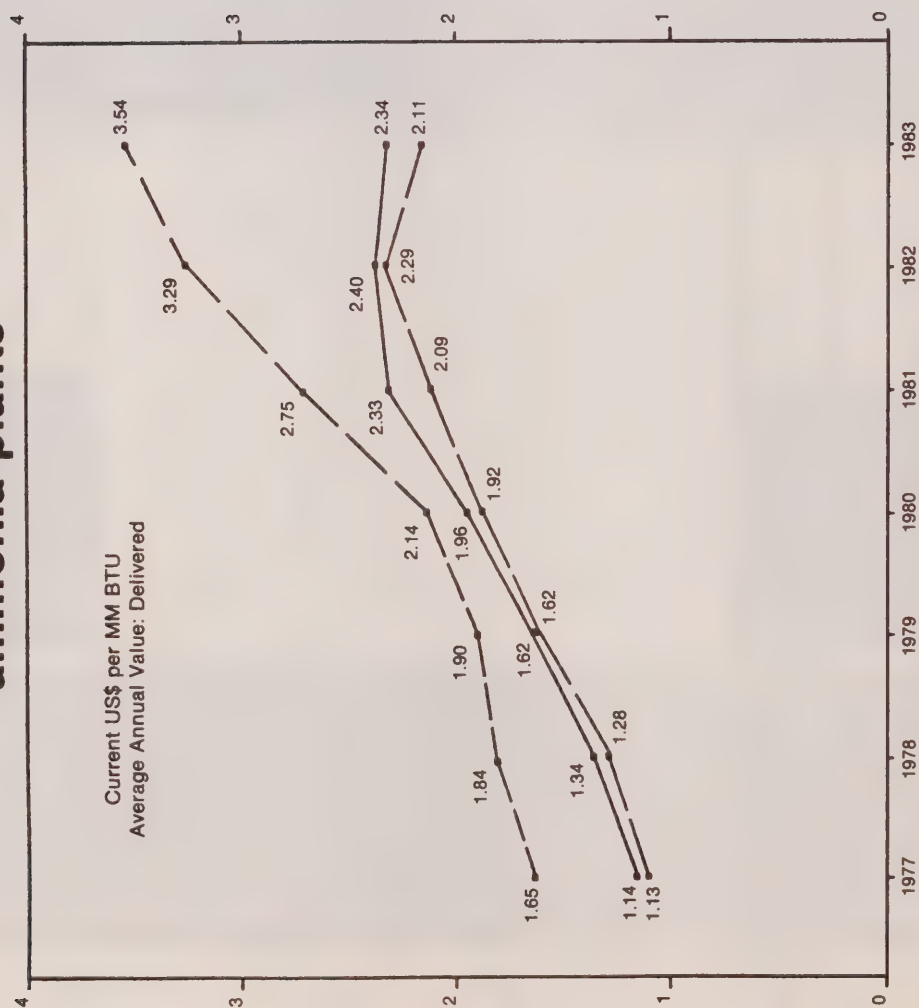




CHART III

# Natural gas prices to ammonia plants



## Legend

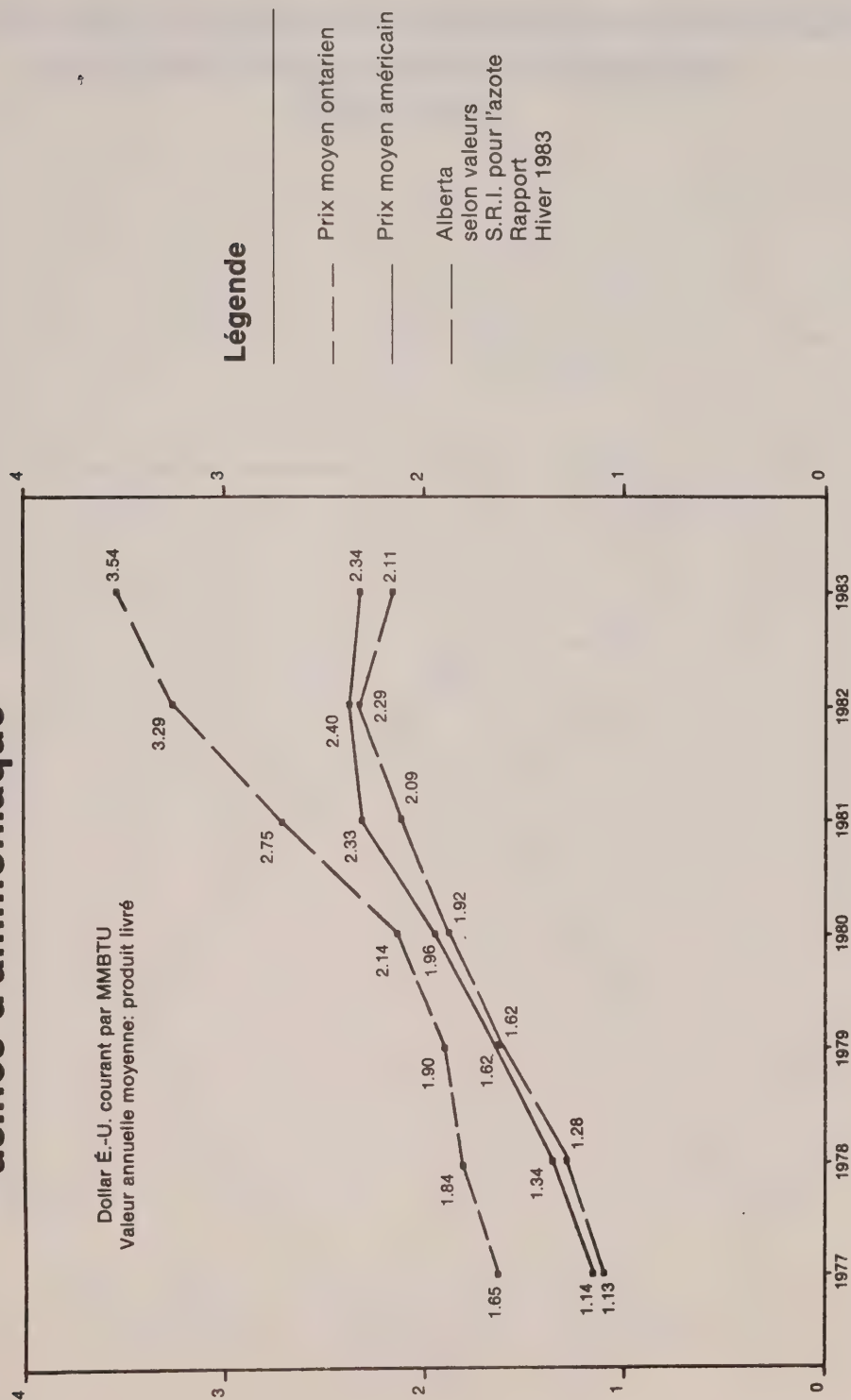
--- Ont. Avg. Price

— U.S. Avg. Price

— Alberta  
per S.R.I.  
Nitrogen values  
Report  
Winter 1983

TABLEAU III

# Prix du gaz naturel destiné aux usines d'ammoniaque



## CHART IV

# Correlation between increase in gas price and decline in nitrogen unit profit 1975-1983

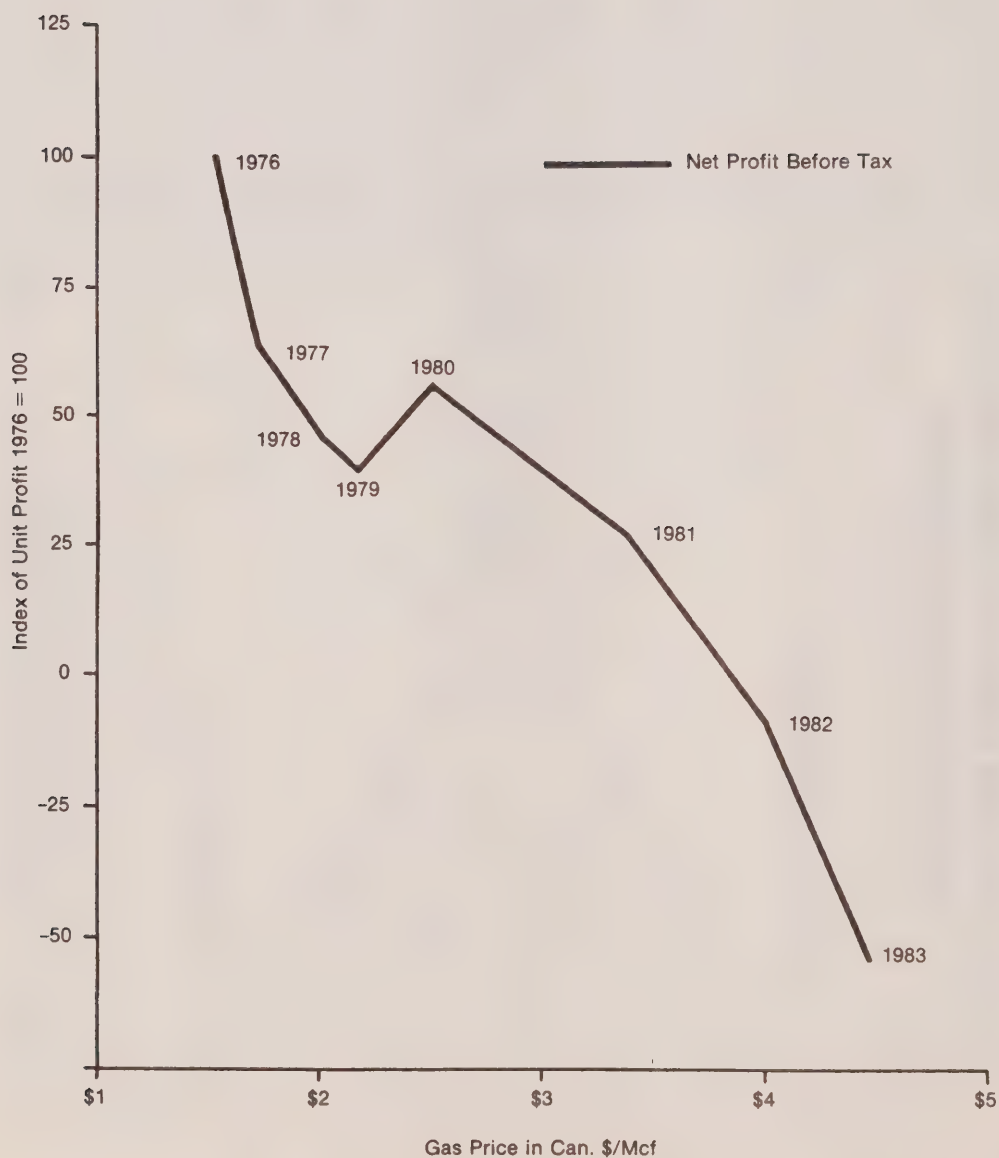
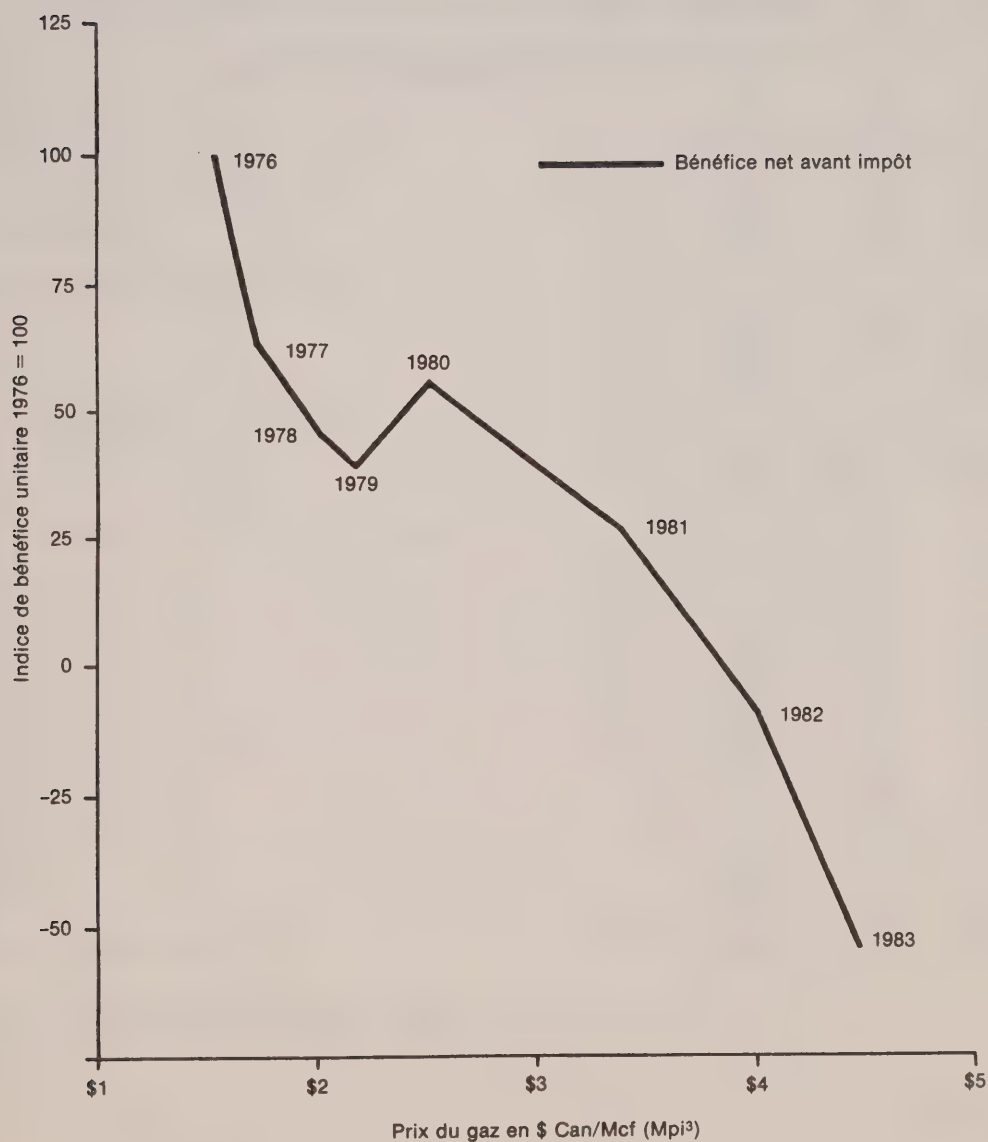




TABLEAU IV

# Corrélation entre la hausse du prix du gaz et la baisse du bénéfice unitaire de l'azote 1975-1983



THE FERTILIZER INSTITUTE  
AMMONIA PRODUCTION COST SURVEY  
YEAR ENDED DECEMBER 31, 1983

# THE FERTILIZER INSTITUTE AMMONIA PRODUCTION COST SURVEY

Schedule 6

12/31/83  
Tons of Production Per Day

|  | Under<br>600 | 600-1000 | Over<br>1000 | All<br>Plants |
|--|--------------|----------|--------------|---------------|
| <b>A. Miscellaneous Items</b>  |              |          |              |               |
| 1. Number of Plants .....  | 17           | 8        | 16           | 41            |
| 2. Average Rated Capacity (tons) .....   | 186,021      | 319,050  | 398,516      | 294,903       |
| 3. Average Actual Production (tons/year) .....   | 104,205      | 252,811  | 393,089      | 245,936       |
| 4. Weighted Average Age of Plant (years) .....   | 16.5         | 12.6     | 11.4         | 12.5          |
| 5. Weighted Average Plant Investment Cost (000) .....                                      | \$15,053     | \$36,754 | \$40,227     | \$35,108      |
| 6. Weighted Average Estimated Replacement Cost (000) .....                                 | \$58,991     | \$89,651 | \$98,219     | \$89,609      |
| 7. Weighted Average Plant Investment Cost Per Weighted Average Ton of Rated Capacity ..... | \$ 74        | \$ 114   | \$ 100       | \$ 100        |
| <b>B. Weighted Average Amounts Used Per Ton of Ammonia Produced</b>                        |              |          |              |               |
| 1. Natural Gas (million Btu's) .....   | 37.12        | 34.19    | 36.40        | 36.08         |
| 2. Fuel Oil (million Btu's) .....  | -0-          | A        | -0-          | A             |
| 3. Other Source of Hydrocarbon (million Btu's) .....                                       | A            | -0-      | A            | A             |
| 4. Electricity (1,000 kWh) .....   | 0.40         | 0.31     | 0.05         | 0.17          |
| 5. Man-hours, operation labor .....  | 0.35         | 0.16     | 0.14         | 0.18          |
| <b>C. Weighted Average Dollar Per Unit Cost of Inputs</b>                                  |              |          |              |               |
| 1. Natural Gas (million Btu's) .....   | \$3.12       | \$2.63   | \$2.02       | \$2.34        |
| a. Intrastate .....  | \$1.82       | \$1.34   | \$1.74       | \$1.70        |
| b. Interstate .....  | \$3.44       | \$3.66   | \$2.88       | \$3.32        |
| 2. Fuel Oil (million Btu's) .....  | -0-          | A        | -0-          | A             |
| 3. Other Source of Hydrocarbon (million Btu's) .....                                       | A            | -0-      | A            | A             |
| 4. Electricity (1,000 kWh) .....   | \$41.80      | \$40.69  | \$37.06      | \$38.62       |
| 5. Man-hours, operators .....  | \$10.81      | \$12.67  | \$12.25      | \$12.08       |
| <b>D. Weighted Average Production Costs/Ton Ammonia Produced</b>                           |              |          |              |               |
| 1. Natural Gas .....   | \$113.54     | \$92.31  | \$71.33      | \$82.95       |
| 2. Fuel Oil .....  | -0-          | B        | -0-          | B             |
| 3. Other Source of Hydrocarbon .....   | B            | -0-      | B            | B             |
| 4. Electricity .....   | 14.56        | 12.11    | 1.93         | 6.19          |
| 5. Other Utilities .....   | 3.358        | 1.178    | 3.288        | 2.888         |
| 6. Operating Labor .....   | 4.84         | 2.24     | 1.81         | 2.43          |
| 7. Plant Overhead (within plant only) .....  | 6.92         | 3.32     | 3.35         | 3.97          |
| 8. Maintenance Labor .....   | 2.94         | 1.89     | 1.23         | 1.66          |
| 9. Maintenance Overhead .....  | 1.58         | 0.68     | 0.94         | 1.00          |
| 10. Maintenance Material .....   | 5.07         | 3.22     | 1.90         | 2.72          |
| 11. Miscellaneous Supplies .....   | 1.30         | 0.84     | 0.63         | 0.79          |
| 12. Catalysts .....  | 1.13         | 1.07     | 0.80         | 0.91          |
| 13. Depreciation .....   | 6.40         | 8.74     | 7.11         | 7.31          |
| 14. Other .....  | 1.73         | 3.41     | 2.34         | 2.45          |
| Total Production Costs Per Ton .....   | \$163.36     | \$131.00 | \$ 96.65     | \$115.26      |

A — Not shown to avoid disclosure of individual company data.

B — Combined with Other Utilities to avoid disclosure of individual company data.



THE FERTILIZER INSTITUTE  
ÉTUDE DES COÛTS DE PRODUCTION DE L'AMMONIAQUE  
ANNÉE TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 1983

THE FERTILIZER INSTITUTE  
ÉTUDE DES COÛTS DE PRODUCTION DE L'AMMONIAQUE

## Annexe 6

|  | Tonnes de production par jour |           |                       |                      |
|--|-------------------------------|-----------|-----------------------|----------------------|
|  | Sous<br>600                   | 600-1 000 | au-dessus<br>de 1 000 | Toutes<br>les usines |
| <b>A. Postes divers</b>  |                               |           |                       |                      |
| 1. Nombre d'usines .....   | 17                            | 8         | 16                    | 41                   |
| 2. Capacité nominale moyenne (en tonnes) .....   | 186,021                       | 319,050   | 398,516               | 294,903              |
| 3. Production réelle moyenne (tonnes/année) .....  | 104,205                       | 252,811   | 393,089               | 245,936              |
| 4. Âge moyen pondéré des usines (en années) .....  | 16.5                          | 12.6      | 11.4                  | 12.5                 |
| 5. Coût d'immobilisation moyen pondéré des usines (000) .....  | \$15,053                      | \$36,754  | \$40,227              | \$35,108             |
| 6. Coût de remplacement moyen pondéré estimatif (000) .....  | \$58,991                      | \$89,651  | \$98,219              | \$89,609             |
| 7. Coût d'immobilisation moyen pondéré des usines par tonne moyenne<br>pondérée de capacité nominale ..... | \$ 74                         | \$ 114    | \$ 100                | \$ 100               |
| <b>B. Montants moyens pondérés utilisés par tonne d'ammoniaque produite</b>                                |                               |           |                       |                      |
| 1. Gaz naturel (millions de Btu) .....   | 37.12                         | 34.19     | 36.40                 | 36.08                |
| 2. Mazout (millions de Btu) .....  | -0-                           | A         | -0-                   | A                    |
| 3. Autres sources d'hydrocarbures (millions de Btu) .....  | A                             | -0-       | A                     | A                    |
| 4. Électricité (1 000 kWh) .....   | 0.40                          | 0.31      | 0.05                  | 0.17                 |
| 5. Heures-personne, préposés à l'exploitation .....  | 0.35                          | 0.16      | 0.14                  | 0.18                 |
| <b>C. Dollar moyen pondéré par coût unitaire d'apports</b>   |                               |           |                       |                      |
| 1. Gaz naturel (millions de Btu) .....   | \$3.12                        | \$2.63    | \$2.02                | \$2.34               |
| a. Intra-État .....  | \$1.82                        | \$1.34    | \$1.74                | \$1.70               |
| b. Inter-États .....   | \$3.44                        | \$3.66    | \$2.88                | \$3.32               |
| 2. Mazout (millions de Btu) .....  | -0-                           | A         | -0-                   | A                    |
| 3. Autre source d'hydrocarbures (millions de Btu) .....  | A                             | -0-       | A                     | A                    |
| 4. Électricité (1 000 kWh) .....   | \$41.80                       | \$40.69   | \$37.06               | \$38.62              |
| 5. Heures-personne, préposés à l'exploitation .....  | \$10.81                       | \$12.67   | \$12.25               | \$12.08              |
| <b>D. Moyenne pondérée des coûts de production/tonne d'ammoniaque produite</b>                             |                               |           |                       |                      |
| 1. Gaz naturel .....   | \$113.54                      | \$92.31   | \$71.33               | \$82.95              |
| 2. Mazout .....  | -0-                           | B         | -0-                   | B                    |
| 3. Autre source d'hydrocarbures .....  | B                             | -0-       | B                     | B                    |
| 4. Électricité .....   | 14.56                         | 12.11     | 1.93                  | 6.19                 |
| 5. Autres services publics .....   | 3.358                         | 1.178     | 3.288                 | 2.888                |
| 6. Préposés à l'exploitation .....   | 4.84                          | 2.24      | 1.81                  | 2.43                 |
| 7. Frais généraux d'usine (uniquement à l'intérieur de l'usine) .....                                      | 6.92                          | 3.32      | 3.35                  | 3.97                 |
| 8. Préposés à l'entretien .....  | 2.94                          | 1.89      | 1.23                  | 1.66                 |
| 9. Frais généraux d'entretien .....  | 1.58                          | 0.68      | 0.94                  | 1.00                 |
| 10. Matériel d'entretien .....   | 5.07                          | 3.22      | 1.90                  | 2.72                 |
| 11. Approvisionnements divers .....  | 1.30                          | 0.84      | 0.63                  | 0.79                 |
| 12. Catalyseurs .....  | 1.13                          | 1.07      | 0.80                  | 0.91                 |
| 13. Amortissement .....  | 6.40                          | 8.74      | 7.11                  | 7.31                 |
| 14. Autres .....   | 1.73                          | 3.41      | 2.34                  | 2.45                 |
| Total des coûts de production par tonne .....  | \$163.36                      | \$131.00  | \$ 96.65              | \$115.26             |

A — Non indiqué pour éviter de révéler des données propres à certaines sociétés.

B — Combiné avec d'autres services publics pour éviter de révéler des données propres à certaines sociétés.

THE FERTILIZER INSTITUTE  
AMMONIA PRODUCTION COST SURVEY

Year Ended December 31, 1983

Participants

Agrico Chemical Company  
Air Products and Chemicals, Inc.  
Allied Chemical Corporation  
American Cyanamid Company  
Atlas Powder Company  
CF Industries, Inc.  
Cargill Incorporated  
Chevron Chemical Co.  
Columbia Nitrogen Corporation  
Farmland Industries, Inc.  
First Mississippi Corporation  
Gardinier, Inc.  
W.R. Grace & Co.  
Hawkeye Chemical Company

International Minerals & Chemical  
Corporation  
Kaiser Agricultural Chemicals  
Mississippi Chemical Corporation  
Monsanto Company  
Olin Corporation  
Phillips Chemical Company  
J.R. Simplot Company  
Sohio Chemical Company  
Tennessee Valley Authority  
Terra Chemicals International, Inc.  
Union Oil Company of California  
USS Agri-Chemicals  
Wycon Chemical Company

THE FERTILIZER INSTITUTE  
ÉTUDE DES COÛTS DE PRODUCTION DE L'AMMONIAQUE

Année terminée le 31 décembre 1983

Participants

Agrico Chemical Company  
Air Products and Chemicals, Inc.  
Allied Chemical Corporation  
American Cyanamid Company  
Atlas Powder Company  
CF Industries, Inc.  
Cargill Incorporated  
Chevron Chemical Co.  
Columbia Nitrogen Corporation  
Farmland Industries, Inc.  
First Mississippi Corporation  
Gardinier, Inc.  
W.R. Grace & Co.  
Hawkeye Chemical Company

International Minerals & Chemical  
Corporation  
Kaiser Agricultural Chemicals  
Mississippi Chemical Corporation  
Monsanto Company  
Olin Corporation  
Phillips Chemical Company  
J.R. Simplot Company  
Sohio Chemical Company  
Tennessee Valley Authority  
Terra Chemicals International, Inc.  
Union Oil Company of California  
USS Agri-Chemicals  
Wycon Chemical Company



IN THE MATTER OF THE ONTARIO  
ENERGY BOARD ACT, R.S.O. 1980,  
CHAPTER 332, SECTION 36

AND IN THE MATTER OF A REFERENCE  
TO THE ONTARIO ENERGY BOARD BY THE  
LIEUTENANT-GOVERNOR-IN-COUNCIL BY  
ORDER-IN-COUNCIL 316/83 REQUIRING  
THE BOARD TO EXAMINE AND REPORT ON  
CERTAIN MATTERS CONCERNING THE  
PRICE OF NATURAL GAS AS IT AFFECTS  
FEEDSTOCK USERS

SUPPLEMENTARY  
EVIDENCE OF  
THOMAS A. BLUE  
FILED ON BEHALF OF  
CYANAMID CANADA INC.  
AND NITROCHEM INC.

By their solicitors  
GOODMAN & GOODMAN and  
TORY, TORY, DESLAURIERS  
& BINNINGTON

July 18, 1983

SUPPLEMENTARY EVIDENCE OF  
THOMAS A. BLUE

- Q.1 Mr. Blue, Schedules 7 and 8 in your submission of evidence on June 30, 1983, show two cases for gas prices to Ontario and Alberta ammonia producers. Does the new interim agreement just reached between Ottawa and Alberta modifying the September 1981 E.P.A. have any effect on that evidence?
- A.1 Yes. Based on the new interim agreement the average gas price to Ontario producers is increased (relative to Case II in Schedule 8) by U.S. \$0.18 per mm BTU in 1984, by U.S. \$0.45 in 1985, and by U.S. \$0.88 in 1986. See new Case III in attached Schedule 1.
- Q.2 What is the reason for the difference?
- A.2 My original gas price projections were prepared prior to the interim agreement, and attempted to show the implications of the two conflicting components of inter-provincial wholesale gas pricing as stipulated in the September 1981 E.P.A.:

RELATIVEMENT À LA LOI DE L'OFFICE  
DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO,  
R.S.O. 1980,  
CHAPITRE 332, ARTICLE 36

ET RELATIVEMENT À UN RENVOI À L'OFFICE DE  
L'ÉNERGIE  
DE L'ONTARIO PAR LE LIEUTENANT-GOUVER-  
NEUR-EN-CONSEIL, PAR  
L'ARRÊTÉ-EN-CONSEIL 316/83, ENJOIGNANT À  
L'OFFICE D'EXAMINER  
CERTAINES QUESTIONS RELIÉES AUX PRIX DU  
GAZ NATUREL ET LEURS  
RÉPERCUSSIONS POUR LES USAGERS DE CHARGES  
D'ALIMENTATION,  
ET DE FAIRE RAPPORT À CE SUJET

TÉMOIGNAGE SUPPLÉMENTAIRE DE  
M. THOMAS A. BLUE  
PRÉSENTÉ AU NOM DES SOCIÉTÉS  
CYANAMID CANADA INC. ET  
NITROCHEM INC.

Par leurs procureurs,  
GOODMAN & GOODMAN and  
TORY, TORY, DESLAURIERS  
& BINNINGTON

le 18 juillet 1983

TÉMOIGNAGE SUPPLÉMENTAIRE DE  
M. THOMAS A. BLUE

- Q.1 M. Blue, les annexes 7 et 8 de votre témoignage du 30 juin 1983 présentent deux profils de prix de gaz pour les producteurs d'ammoniaque de l'Ontario et de l'Alberta. Le nouvel accord intérimaire récemment conclu entre Ottawa et l'Alberta, modifiant l'E.P.A. de septembre 1981, influence-t-il votre témoignage?
- R.1 Oui. Selon le nouvel accord intérimaire, le prix moyen du gaz pour les producteurs ontariens est relevé (par rapport au Profil II de l'Annexe 8) de 0,18 \$ É.-U. par mm BTU, en 1984, de 0,45 \$ É.-U., en 1985, et de 0,88 \$ É.-U., en 1986. Voir le nouveau Profil III, présenté ci-après à l'Annexe 1.
- Q.2 Comment expliquer cette différence?
- R.2 Mes premières projections du prix du gaz ont été préparées avant l'accord intérimaire et elles tentaient de démontrer les incidences des deux éléments conflictuels du mécanisme interprovincial de détermination du prix de vente en gros du gaz, précisés dans l'E.P.A. de septembre 1981:

- (a) the effects if the approximate Can \$0.50 per mm BTU per year increases in the ABP prevailed, or
- (b) the effects if the "approximate 65 per cent" (assumed at 69 per cent) TCG gas-to-oil parity ratio prevailed, given the E.P.A. formula for determining the TCG oil price used as the basis for the parity relationship.

The recent interim agreement shelved (a) (the ABP provision) until 1985, and modified the underlying structure for determining the T.C.G. crude oil price. This latter modification resulted in an approximate 13 per cent increase in the T.C.G. reference oil price relative to my earlier estimates. This increase more than offsets the drop from the 69 per cent gas-to-oil parity relationship used in my original evidence to the strictly interpreted 65 per cent parity used here.

Q.3 What effect do these changes have on your opinion of the competitive position of the Ontario industry?

A.3 The industry's costs of production are increased and its position appears even less competitive than indicated in my earlier evidence. The Ontario average production cost for urea (ref. Case II in Schedule 11 of my June 30 evidence) increases by U.S. \$3 per short ton of product in 1984, U.S. \$8 per ton in 1985, and U.S. \$16 per ton in 1986 (see revised data in attached Schedule 2).

Further adjustment of the independent SRI urea production cost estimates to the "actual" levels claimed by Cyanamid and Nitrochem (see footnote a., Schedule 2) shows Ontario producers uncompetitive against virtually all sources of alternate supply from the U.S. Gulf Coast and via the St. Lawrence Seaway.

Q.4 Are there any other changes or comments you wish to make regarding your evidence?

A.4 In Schedule 7, I indicated that "market" gas to ammonia producers in Louisiana and Oklahoma would average U.S. \$3.50-3.60 per mm BTU in 1983, U.S. \$3.25-3.35 in 1984 and 1985, and U.S. \$3.35-3.45 in 1986. I also stated that these estimates were made by SRI in April 1983 and that the Oklahoma Corporation Commission had subsequently approved a rate modification program for its nitrogen industry customers that could effectively reduce their average price of gas to U.S. \$3.10 per mm BTU. I understand that ammonia producers on "market" gas in Louisiana are increasingly moving to spot market purchases which, in the short term at least, can be made in the U.S. \$3.00 + per mm BTU range.

On p. 35 of my evidence (paragraph 1, last sentence) I indicated that "...the gas-rich nitrogen industries in Europe ... all have some type of feedstock subsidy avail-

- a) les effets si les hausses de prix approximatives de 0,50 \$ Can. par mm BTU par année, prévues dans l'ABP, s'appliquaient ou
- b) les effets, si le rapport de parité gaz-pétrole TCG prévalait «à environ 65 p. 100» (présumé à 69 p. 100), en retenant la formule E.P.A. pour déterminer le prix du pétrole TCG, utilisé comme base de la relation paritaire.

L'accord intérimaire récent mettait au rancart a) (la disposition ABP) jusqu'en 1985, et modifiait l'assise utilisée pour déterminer le prix du pétrole brut TCG. Cette dernière modification a entraîné une hausse approximative de 13 p. 100 du prix de référence du pétrole TCG, par rapport à mes premières estimations. Cette hausse fait plus que compenser la baisse de la relation paritaire gaz-pétrole de 69 p. 100, retenue dans mon témoignage original, à 65 p. 100, utilisée ici.

Q.3 Comment ces changements affectent-ils l'opinion que vous avez de la position concurrentielle de l'industrie ontarienne?

R.3 Les coûts de production de l'industrie sont relevés et la position de l'industrie semble encore moins concurrentielle que ne l'indiquait mon témoignage antérieur. Le coût de production moyen ontarien de l'urée (voir le Profil II de l'Annexe 11 de mon témoignage du 30 juin) augmente de 3,00 \$ É.-U. par tonne courte de produit en 1984, de 8,00 \$ É.-U. la tonne en 1985, et de 16,00 \$ É.-U. la tonne en 1986 (voir les données révisées à l'Annexe 2 ci-jointe).

Les ajustements supplémentaires apportés aux estimations indépendantes SRI du coût de production de l'urée, pour refléter les niveaux «réels», indiqués par les sociétés Cyanamid et Nitrochem (voir la remarque en bas de page a., Annexe 2) indiquent que les producteurs ontariens ne sont pas concurrentiels par rapport à presque toutes les sources d'approvisionnement de rechange, de la côte est des États-Unis et du golfe du Mexique et via la voie maritime du Saint-Laurent.

Q.4 Désirez-vous formuler d'autres commentaires ou apporter d'autres modifications à votre témoignage?

R.4 A l'Annexe 7, j'ai indiqué que le gaz «marchand» acquis par les producteurs d'ammoniaque de la Louisiane et de l'Oklahoma coûterait en moyenne de 3,50 \$ à 3,60 \$ É.-U. par mm BTU, en 1983, 3,25 \$-3,35 \$ É.-U. en 1984 et 1985, et 3,35 \$-3,45 \$ É.-U. en 1986. J'ai également précisé qu'il s'agissait d'estimations faites par SRI en avril 1983 et que la Oklahoma Corporation Commission avait par la suite autorisé un programme de modification de tarif pour ses clients industriels d'azote, permettant en réalité de ramener le prix moyen du gaz à 3,10 \$ É.-U. par mm BTU. Je crois comprendre que les producteurs d'ammoniaque utilisant le gaz «marchand» en Louisiane favorisent de plus en plus les achats sur le marché libre et que ceux-ci, à court terme du moins, peuvent se faire au prix d'environ 3,00 \$ É.-U. + par mm BTU.

A la page 35 de mon témoignage (premier paragraphe, dernière phrase) je précisais que «... en Europe, les industries de l'azote bien pourvues en gaz, profitent toutes

able to their nitrogen industries . . .". This is illustrated by a recent trade press article (see attached Schedule 3) which states that "... Dutch producers of ammonia benefit from a 25 percent discount on their natural gas feed-stock for export production . . .".

In Schedule 11 of my evidence, I presented our projections (made in April) of future urea prices, which indicated expectations of a U.S. \$15 + per short ton per year improvement in spot prices in 1984 (and 1985). These increases may occur but as 1984 approaches there is little evidence to support those expectations. Crop supplies are still ample and continuation of some portions of the 1983 crop acreage curtailment program in the United States into the 1983/84 crop year is expected (e.g., wheat). More and more offshore urea is being made available to the North American market; in order for these new or additional supplies to gain initial penetration, they are being contract-priced at the margin thereby inhibiting any short-term upward movement in general prices. Actually, the net effect is to provide existing U.S. nitrogen producers with leverage to negotiate lower feed-stock prices from their gas suppliers.

de certaines subventions au niveau des charges d'alimentation . . .». Ceci est confirmé par un article récent publié dans une revue spécialisée (voir l'Annexe 3 ci-jointe) qui précise « . . . Les producteurs d'ammoniaque des Pays-Bas profitent d'une remise de 25 p. 100 applicable aux charges d'alimentation de gaz naturel utilisées pour la fabrication de produits destinés à l'exportation . . .».

A l'Annexe 11 de mon témoignage, j'ai présenté nos prévisions (établies en avril) du prix éventuel de l'urée, lesquelles prévoyaient une amélioration de prix de 15 \$ É.-U. + par tonne courte par année, par rapport aux prix du marché libre, en 1984 (et 1985). Ces hausses peuvent se matérialiser, mais, au fur et à mesure que 1984 approche, très peu d'indices permettent de confirmer ces expectatives. Les approvisionnements agricoles demeurent importants et on prévoit le maintien de certaines parties du programme américain de réduction du nombre d'acres en exploitation de 1983, durant la campagne d'exploitation de 1983-1984 (e.g. le blé). Une quantité de plus en plus importante d'urée offshore est commercialisée sur le marché nord-américain; pour permettre la pénétration de ces réserves nouvelles ou supplémentaires, le prix négocié est établi sur une base marginale, ce qui prévient tout mouvement à la hausse des prix généraux, à court terme. En fait, cette initiative a pour effet net de fournir aux producteurs d'azote américains existants un levier leur permettant d'obtenir des prix inférieurs de leurs fournisseurs de gaz.



## Schedule 1

**NATURAL GAS PRICES TO SELECTED AMMONIA PLANTS: CASE III**  
(current U.S. dollars per mm BTU, average annual value, delivered)

|      | CANADA: CASE III <sup>a</sup> |         |        | UNITED STATES                       |               |          |                  |                  |
|------|-------------------------------|---------|--------|-------------------------------------|---------------|----------|------------------|------------------|
|      | Ontario<br>Average            | Alberta |        | Louisiana                           |               | Oklahoma | Country Average  |                  |
|      |                               | CFL     | Esso   | Old<br>Contract<br>Gas <sup>b</sup> | Market<br>Gas |          | TFI <sup>c</sup> | SRI <sup>d</sup> |
| 1977 | \$1.65                        | \$1.13  | \$1.13 | \$0.27                              | \$2.00        | \$1.45   | \$1.09           | \$1.15           |
| 1978 | 1.84                          | 1.28    | 1.28   | 0.29                                | 2.15          | 1.65     | 1.28             | 1.35             |
| 1979 | 1.90                          | 1.62    | 1.62   | 0.31                                | 2.35          | 1.90     | 1.54             | 1.55             |
| 1980 | 2.14                          | 1.92    | 1.92   | 0.33                                | 2.65          | 2.15     | 1.82             | 1.90             |
| 1981 | 2.75                          | 2.09    | 2.09   | 0.50                                | 3.20          | 2.70     | 2.33             | 2.35             |
| 1982 | 3.29                          | 2.11    | 1.98   | 0.45                                | 3.60          | 3.30     | 2.40             | 2.70             |
| 1983 | 3.54                          | 2.41    | 1.94   | 0.55                                | 3.50          | 3.60     | n.a.             | 2.75             |
| 1984 | 3.42                          | 2.24    | 1.78   | 0.55                                | 3.25          | 3.25     | n.a.             | 2.70             |
| 1985 | 3.71                          | 2.41    | 1.94   | 0.60                                | 3.35          | 3.25     | n.a.             | 2.85             |
| 1986 | 4.16                          | 2.74    | 2.24   | 1.60                                | 3.35          | 3.45     | n.a.             | 3.10             |

a. Projections based on recent interim energy agreement and assume:

- TCG wholesale gas price at exact 65% parity with Oakville crude in 1984
- approximate Can. \$0.50 per mm BTU per year increase in ABP resumes in 1985 and 1986
- NGGLT averages Can. \$0.37 per mm BTU in 1983 and drops to zero thereafter
- COC @ Can. \$0.15 per mm BTU in 1983-85 and Can. \$0.14 in 1986
- TCPL toll to ERZ increases Can. \$0.04-0.06 per mm BTU per year
- exchange rate @ U.S. \$0.81/Can. \$1.00 in 1983, and constant @ U.S. \$0.80/Can. \$1.00 for 1984-86.

b. Louisiana Old Contract Gas — SRI estimated for CF Industries.

c. As reported by The Fertilizer Institute (TFI) based on producer surveys and weighted to actual production.

d. As calculated by SRI. Data are weighted to capacities rather than production, and are therefore higher than the historical TFI figures.

## Annexe 1

**PRIX DU GAZ NATUREL POUR CERTAINES USINES D'AMMONIAQUE: PROFIL III**  
(dollars américains courants par mm BTU, valeur annuelle moyenne, produit livré)

|      | CANADA: PROFIL III <sup>a</sup> |         |        | ÉTATS-UNIS                                 |                 |          |                      |                  |
|------|---------------------------------|---------|--------|--|-----------------|----------|----------------------|------------------|
|      | Moyenne<br>pour<br>l'Ontario    | Alberta |        | Louisiane                                  |                 | Oklahoma | Moyenne pour le pays |                  |
|      |                                 | CFL     | Esso   | Gaz <sup>b</sup> de<br>l'ancien<br>contrat | Gaz<br>marchand |          | TFI <sup>c</sup>     | SRI <sup>d</sup> |
| 1977 | \$1.65                          | \$1.13  | \$1.13 | \$0.27                                     | \$2.00          | \$1.45   | \$1.09               | \$1.15           |
| 1978 | 1.84                            | 1.28    | 1.28   | 0.29                                       | 2.15            | 1.65     | 1.28                 | 1.35             |
| 1979 | 1.90                            | 1.62    | 1.62   | 0.31                                       | 2.35            | 1.90     | 1.54                 | 1.55             |
| 1980 | 2.14                            | 1.92    | 1.92   | 0.33                                       | 2.65            | 2.15     | 1.82                 | 1.90             |
| 1981 | 2.75                            | 2.09    | 2.09   | 0.50                                       | 3.20            | 2.70     | 2.33                 | 2.35             |
| 1982 | 3.29                            | 2.11    | 1.98   | 0.45                                       | 3.60            | 3.30     | 2.40                 | 2.70             |
| 1983 | 3.54                            | 2.41    | 1.94   | 0.55                                       | 3.50            | 3.60     | n.a.                 | 2.75             |
| 1984 | 3.42                            | 2.24    | 1.78   | 0.55                                       | 3.25            | 3.25     | n.a.                 | 2.70             |
| 1985 | 3.71                            | 2.41    | 1.94   | 0.60                                       | 3.35            | 3.25     | n.a.                 | 2.85             |
| 1986 | 4.16                            | 2.74    | 2.24   | 1.60                                       | 3.35            | 3.45     | n.a.                 | 3.10             |

a. Projections basées sur l'accord énergétique intérimaire récent, en supposant:

- Prix de gros du gaz TCG à une parité exacte de 65 % avec le brut d'Oakville, en 1984
- Hausse approximative ABP de 0,50 \$ Can. par mm BTU rétablie en 1985 et 1986
- NGGLT s'établit en moyenne à 0,37 \$ Can. par mm BTU en 1983 et baisse à zéro par la suite
- COC s'établit à 0,15 \$ Can. par mm BTU de 1983 à 1985 et à 0,14 \$ Can. en 1986
- Tarif TCPL pour ERZ passe de 0,04 à 0,06 \$ Can. par mm BTU, par an
- Taux de change à 0,81 \$ É.-U./1,00 \$ Can. en 1983, et constant à 0,80 \$ É.-U./1,000 \$ Can. de 1984 à 1986.

b. Louisiane, gaz des anciens contrats — estimation SRI, dans le cas de CF Industries.

c. Tels que rapportés par The Fertilizer Institute (TFI), à partir de sondages effectués auprès des producteurs, pondérés en fonction de la production réelle.

d. Tels que déterminés par SRI. Les données sont pondérées en fonction des capacités plutôt qu'en fonction de la production, et elles sont donc supérieures aux données historiques de TFI.

## APPENDIX "ENR-15J"

From: Mrs. James A. Ford,  
/BJF.

R. R. No. 3,  
of: Moncton, N. B.  
E1C 8J7

Clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources,  
The Senate,  
Ottawa, Ontario. K1A 0A4

12:49 p.m.,  
Thursday,  
March 29th,  
1984.

Sir:

May it please your committee, sir, that this letter is my submission to your Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources, and which is studying the effect of the present policy as embodied in the National Energy Program.

In this brief, I shall only write of oil, and its availability and cost. I used to live in Alberta. One must have contacts. There are men, who cruise the oil fields of Alberta, professionals, who know that there are enough capped, proven, oil wells, in that province, to produce oil for Canada, for one thousand years, at Canada's present rate of consumption! There is no shortage of oil in Canada. This oil can be produced at .12c. per gallon, and sold for .25c. per gallon—a 100 per cent profit. And this oil could be sold to the Canadian people at an economical price. The power and greed of those in control of this oil and its pricing, prevents the Canadians from enjoying their own resource, cheaply. Your committee should uncover this cruelty, so that it can be righted, next year.

The same power and greed is in the manufacturing of automobiles. My husband is now, dead, but he was an American and a second cousin of old Henry Ford, the inventor of automobile manufacturing. One must have contacts. There has been, in Detroit, for many years, (before the second World War), a sealed room, wherein is stored the perfect electric car, (which can do anything a modern car can do). The cost of manufacturing these cars, per unit, would be at an economical price, and each car would last many years. The power and greed of those in control of the oil, and of automobile manufacturing, prevent these cars being made available to the people of the world, and particularly, of the North American continent. I tell this, only as another example where your committee and other committees, should expose the real problems of our people, and free them from this enslavement. I could give other examples of the same tragedy found in electrical power, and in forestry, but will not take your time for it is out of your terms of reference.

It is hoped that this information will be of value to your committee. I do not wish my brief released to the news media, preferring to be hidden, but helpful, and hopeful. If you get down to basics of the Alberta oil fields, you can be the cause of

## APPENDICE «ERN-15J»

Origine: M<sup>me</sup> James A. Ford  
/BJF.

R.R. n° 3  
Moncton (N.-B.)  
E1C 8J7

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat  
Ottawa (Ontario) K1A 0A4

12:49  
Jeudi  
le 29 mars 1984

Monsieur,

Veuillez considérer cette lettre comme mon mémoire au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, qui étudie les répercussions de la politique actuelle telle qu'énoncées dans le Programme énergétique national.

Je me limiterai au pétrole ainsi qu'à sa disponibilité et à son coût. J'habitais auparavant en Alberta. Il faut bien avoir des relations. Il y a des hommes qui sillonnent les champs de pétrole de l'Alberta, des professionnels qui savent que cette province renferme suffisamment de puits de pétrole, prouvés, et scellés, pour alimenter le Canada en pétrole durant un millier d'années encore, au taux actuel de consommation du Canada! Il n'y a pas de pénurie de pétrole au Canada. Le pétrole peut être produit à 0,12c. le gallon et vendu à 0,25c. le gallon, permettant de réaliser un bénéfice de 100 p. 100. Et ce pétrole pourrait être vendu à la population canadienne à un prix économique. Le pouvoir et l'âpreté des personnes qui contrôlent ce pétrole et son prix, empêchent les Canadiens de profiter de leurs propres ressources, à bas prix. Votre comité devrait dévoiler cette situation cruelle de façon à pouvoir la redresser, l'an prochain.

On retrouve ce même pouvoir et cette même âpreté dans le domaine de la fabrication des automobiles. Mon époux qui est maintenant décédé, était un Américain et un cousin germain du vieux Henry Ford, l'inventeur de la fabrication de l'automobile. Il faut bien avoir des relations. Il y a eu, à Détroit, durant plusieurs années (avant la deuxième Grande Guerre), une pièce scellée où l'on conservait la voiture électrique parfaite (pouvant faire à peu près tout ce qu'une voiture moderne peut faire). La fabrication de ces voitures, par unité, pourrait se faire à un coût économique et chaque voiture pourrait durer plusieurs années. Le pouvoir et l'âpreté des personnes qui maîtrisent le pétrole et la fabrication des voitures empêchent que ces voitures soient mises à la disposition de la population du monde, et tout particulièrement de la population du continent nord-américain. Je vous parle de ceci, uniquement pour vous citer un autre exemple du genre de situation que votre comité et d'autres comités pourraient examiner, pour exposer les problèmes réels de notre population, et la libérer de cet esclavage. Je pourrais vous citer d'autres exemples de cette même tragédie dans les domaines de l'énergie électrique et de l'exploitation forestière, mais je n'abuserai pas de votre temps parce que ces questions échappent à votre mandat.

J'espère que cette information pourra être utile à votre Comité. Je ne désire pas que mon mémoire soit communiqué aux journalistes; je préfère demeurer dans l'ombre mais je suis prête à aider et demeure remplie d'espoirs. Si vous vous en



the people profiting by it, and a whole, new golden age of prosperity for Canada, but you will have to be brave. Be patient. Be strong. Be good.

Respectfully, and in sincerity,

Brenda Ford

(Mrs. J.A.)

tenez aux éléments fondamentaux des champs de pétrole albertains, vous pourrez permettre à la population de profiter de ces ressources et susciter ainsi une nouvelle ère de prospérité pour le Canada; il vous faudra être brave. Soyez patients. Soyez forts. Soyez bons.

Présenté avec respect et en toute sincérité

Brenda Ford

(M<sup>me</sup> J.A.)

## APPENDIX "ENR-15K"

Friends of the Earth

CANADA'S ENERGY FUTURE:  
A LEAST COST APPROACH

A submission to the Standing  
Senate Committee on Energy and  
National Resources for its review  
of the National Energy Program.

by

Dr. David Brooks  
Director, Friends of the Earth

April 25, 1984

53 Queen Street, Suite 53, Ottawa, Ontario  
K1P 5C5 (613) 235-3860

*Executive Summary*

Compared with previous statements of Canadian energy policy, the National Energy Program made at least two significant steps forward: first, it recognized an equal position for the demand (conservation) side of energy policy along with a continued emphasis on supply sources, which had been the sole preoccupation of most earlier studies; second, it recognized that there was something terribly awry in that energy policy seemed to be controlling, rather than being controlled by, overall political, social and economic objectives in Canada. Conceptually, both of these shifts are important. Practically, however, the National Energy Program neither followed through on them nor realized their full implications. In contrast, a recent study prepared by Friends of the Earth in Canada (under contract to the Department of Supply & Services and with the sponsorship of the Departments of Energy, Mines & Resources and of Environment) examined in detail the technical and economic feasibility of basing energy policy on desired policy objectives and on equal roles for demand and supply. The results of that study do not necessarily indicate that the National Energy Program is wrong, but rather that it is unnecessarily expensive. Its major objectives can be obtained more cheaply and with less government support and regulation through: (a) an immediate emphasis on economic efficiency in providing for end-use energy requirements and (b) a gradual shift over time to a large number of relatively small-scale renewable energy sources that are located nearer to the demands they are supposed to satisfy. Such a "soft" energy approach would increase Canadian participation in the delivery of energy services, would increase employment compared with the megaproject approach implicit in much of the National Energy Program, and yet provide for all foreseeable energy needs in a Canada that is growing strongly in both population and per capita income.

## APPENDICE «ERN-15K»

Les Amis de la Terre

L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE DU CANADA:  
UNE DÉMARCHE DE MOINDRE COÛT

Mémoire au Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
pour sa revue du Programme énergétique  
national.

par

M. David Brooks  
Directeur, Les Amis de la Terre

le 25 avril 1984

53, rue Queen, Suite 53, Ottawa (Ontario)  
K1P 5C5 (613) 235-3860

*Résumé administratif*

Par rapport aux énoncés antérieurs de politique énergétique canadienne, le Programme énergétique national a fait au moins deux pas importants en avant: d'abord, il a reconnu une position d'égalité à l'aspect demande (économie) de la politique énergétique tout en continuant d'insister sur les sources d'approvisionnement, qui étaient l'unique préoccupation de la plupart des études antérieures; deuxièmement, il reconnaissait un déséquilibre généré par le fait que la politique énergétique semblait régir les objectifs généraux d'ordre politique, social et économique au Canada, plutôt que d'être régis par ceux-ci. Sur le plan théorique, ces deux changements sont importants. Sur le plan pratique, toutefois, le Programme énergétique national n'y a pas donné suite et n'a pas réalisé leurs pleines incidences. Une étude récente des Amis de la Terre au Canada (réalisée dans le cadre d'un contrat avec le ministère des Approvisionnements et Services et avec le parrainage du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministère de l'Environnement) a examiné en détail la faisabilité technique et économique d'axer la politique énergétique sur les objectifs politiques visés et d'accorder une importance égale à la demande et à l'approvisionnement. Les résultats de cette étude n'indiquent pas nécessairement que le Programme énergétique national fait fausse route, mais plutôt qu'il s'avère inutilement coûteux. Ses grands objectifs peuvent être réalisés de façon beaucoup moins coûteuse et avec un soutien et une réglementation gouvernementale moins importante, par les moyens suivants: a) une insistance immédiate sur l'efficacité économique de répondre aux besoins énergétiques ultimes, et b) une adoption graduelle, avec le temps, d'un grand nombre de sources d'énergie renouvelable, sur une échelle relativement réduite, situées plus près de la demande à satisfaire. Une telle démarche énergétique «douce» accroîtrait la participation canadienne au niveau de la prestation des services énergétiques, accroîtrait l'emploi, comparé à l'approche des méga-projets implicite dans une bonne partie du Programme énergéti-



### Introduction

The National Energy Program and its Update are the most recent in a series of statements from the Federal Government about energy policy in Canada. At the least it has to be compared with the 1973 document 'An Energy Policy for Canada' and the 1976 document 'An Energy Strategy for Canada', both of which were prepared by the Department of Energy, Mines and Resources (EMR). It also bears comparison with a number of energy supply/demand reports from the National Energy Board (NEB) and with certain other reports, such as EMR's 1978 study 'Energy Futures for Canadians'.

There are of course many points of comparison between the National Energy Program and any of these earlier statements or reports. In this brief, we shall focus on two of these. First, the National Energy Program puts more emphasis on policy approaches involving the demand side of the energy picture than did any previous report. Indeed, earlier EMR reports treated energy demand as all but entirely exogenous, and even recent reports from NEB have treated energy demand forecasts as derivable directly from projections for population and gross national product. Only with the 1976 report, and the accompanying reports from the Office of Energy Conservation, did EMR realize that just as supply was subject to influence by policy so also was demand. In the National Energy Program this realization is carried much further in that equal attention is given to both demand and supply approaches and sanction is given to programs to promote energy conservation on the part of governments across Canada.

Second, while inconsistent within itself, in this respect, the National Energy Program does generally recognize that energy policy should derive from broader social, economic and political goals in Canada rather than determining those goals. Earlier studies had at least implicitly admitted that there were interactions between energy policy and other goals, but, having made that connection, there was no apparent link between the resulting energy policy and those goals. With the National Energy Program such linkages are made apparent and strong. Moreover, in places it goes further and breaks new ground for a Federal report, as for example, on page 65 where it states as follows:

"While most conventional forecasts imply a relatively modest role for renewables, it is clear that many Canadians do not share that view. Indeed, the dramatic surge in the use of wood for home heating and as a fuel in the forest industry suggests that these forecasts understate substantially the contribution to be made. Moreover, while forecasts are use-

que national, tout en assurant la satisfaction de tous les besoins énergétiques prévisibles d'un Canada qui enregistre une forte croissance tant au niveau de sa population que du revenu par habitant.

### Introduction

Le Programme énergétique national et sa mise à jour constituent les plus récentes déclarations du gouvernement fédéral parmi une série concernant la politique énergétique au Canada. Il faut au moins la comparer au document de 1973 intitulé «Une politique énergétique pour le Canada» et au document de 1976 intitulé «Une stratégie énergétique pour le Canada», deux documents préparés par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (ÉMR). Il peut également être comparé à plusieurs rapports sur l'offre et la demande d'énergie publiés par l'Office national de l'énergie (ONÉ) et à certains autres rapports, notamment l'étude publiée en 1978 par ÉMR intitulé «L'avenir énergétique des Canadiens».

Il existe bien entendu plusieurs points de comparaison entre le Programme énergétique national et plusieurs de ces déclarations ou rapports antérieurs. Dans le présent mémoire, nous nous attacherons à deux de ces rapports. Tout d'abord, le Programme énergétique national insiste davantage sur les démarches politiques visant l'aspect demande de la situation énergétique, que tous les autres rapports antérieurs. Bien entendu, les rapports antérieurs d'ÉMR traitaient la demande énergétique de toutes sortes de façons, sauf dans une perspective entièrement exogène, et même les rapports récents de l'ONÉ ont traité les prévisions de la demande énergétique comme pouvant être déterminées directement à partir des projections de la croissance démographique et du produit national brut. Ce n'est qu'avec le rapport de 1976, et les rapports d'accompagnement du Bureau de l'économie d'énergie, qu'ÉMR a pris conscience que la demande pouvait être influencée par la politique, tout comme l'approvisionnement. Dans le Programme énergétique national, cette prise de conscience va beaucoup plus loin puisqu'on accorde une attention égale aux démarches visant la demande et l'approvisionnement et qu'on sanctionne les programmes visant à promouvoir l'économie d'énergie dans les administrations gouvernementales, par tout le Canada.

Deuxièmement, même s'il est inconsistant à cet égard, le Programme énergétique national reconnaît en général que la politique énergétique devrait découler d'objectifs plus généraux d'ordre social, économique et politique au Canada, plutôt que de déterminer ces objectifs. Les études antérieures avaient au moins admis, de façon implicite, les interactions entre la politique énergétique et les autres objectifs, mais, après avoir établi ce rapport, aucun lien apparent n'était établi entre la politique énergétique résultante et ces objectifs. Avec le Programme énergétique national, ces relations sont explicitées et renforcées. De plus, à certains endroits, le Programme va plus loin et innove—pour un rapport fédéral—comme par exemple, à la page 70, où l'on peut lire:

«La plupart des prévisions habituelles n'assignent qu'un rôle modeste aux énergies renouvelables, mais un grand nombre de Canadiens semblent être d'un avis différent. En fait, l'utilisation beaucoup plus fréquente du bois pour le chauffage domestique et comme combustible dans l'industrie forestière laisse à penser que ces prévisions sous-estiment sensiblement



ful tools for analysis, they can tell us only what will happen under certain conditions. The conditions—the policies—are the keys. Many thoughtful and concerned Canadians believe that we should alter the forecast, that we should decide soon on a preferred energy future, and establish the conditions that will take us there.”

In both of these respects—its attention to energy demand as well as to energy supply and its explicit recognition of linkages among goals—the National Energy Program is to be commended. However, it failed to recognize the strength of its own conclusions, and perhaps as a result failed to follow through in terms of policy or program suggestions. It is striking for example that the authors of the National Energy Program do not see the logic in the fact that the 1973 report called for approximately 5.5 per cent energy growth, the 1976 report for 4 per cent, the 1978 report for 2.7 per cent and finally the National Energy Program for 1.9 per cent (and in the Update 1.8 per cent). Given this progression, one should surely ask, why not still lower? What if we made lower energy growth an explicit goal? How would that affect Canadian ownership of its energy industry and Canadian participation in energy markets? To what extent would it hasten the thrust toward security of supply? How much more, or less, would it cost?

To put such questions more explicitly, what would be the benefits and the costs of a deliberate search for methods to reduce energy consumption within Canada in ways that would still provide for the same level of services to Canadians but would do so in ways that increased to the economically optimal level the productivity of energy in each end use? This exact question was the focus of a recent study prepared by Friends of the Earth in Canada. The study was done under contract to the Department of Supply & Services through the sponsorship of the Departments of Energy, Mines & Resources and of Environment Canada. The results are available in several formats including the full 1,000 page report published by EMR<sup>1</sup> and a more popularly written 200 page book published by Hurtig Press<sup>2</sup>. Friends of the Earth would be pleased to provide the Committee with copies of either of these reports or with any of the 12 provincial and territorial reports that underlie the national one.

The remainder of this brief will summarize both the methodological differences between our approaches and those of the National Energy Program—and hence even more so

la contribution de ces énergies. En outre, si les prévisions sont des outils utiles pour l'analyse, elles ne peuvent indiquer que ce qui arrivera dans certaines conditions. Ce sont ces conditions—c'est-à-dire les politiques adoptées—qui sont la clef de notre avenir. Beaucoup de Canadiens prévoyants pensent que nous devrions modifier les perspectives, décider sans tarder de notre avenir énergétique et mettre en place les conditions qui nous permettraient d'y accéder.»

A ces deux égards—l'attention portée à la demande et à l'approvisionnement en énergie ainsi qu'à la reconnaissance explicite des liens entre les objectifs—le Programme énergétique national mérite des félicitations. Il n'a toutefois pas reconnu la force de ses propres conclusions et il a échoué dans la suite à leur donner en termes de suggestions de politiques ou de programmes. Ce qui frappe, par exemple, c'est que les auteurs du Programme énergétique national ne dégagent pas la logique inhérente au fait que le rapport de 1973 prévoyait une croissance énergétique d'environ 5,5 p. 100, le rapport de 1976 une croissance de 4 p. 100, le rapport de 1978 une croissance de 2,7 p. 100 et enfin, le Programme énergétique national, une croissance de 1,9 p. 100 (et dans la mise à jour, une croissance de 1,8 p. 100). À la lumière de cette régression, on pourrait se demander où s'arrêtera ce fléchissement? Qu'est-ce qui se produirait si nous adoptions comme but explicite une croissance énergétique réduite? Quelles incidences aurait un tel objectif au niveau de la propriété canadienne de son industrie énergétique et au niveau de la participation des Canadiens aux marchés de l'énergie? Dans quelle mesure cela accélérerait-il le cheminement vers la sécurité de l'approvisionnement? Cela coûterait-il plus cher ou moins cher et dans quelle mesure?

Pour formuler ces questions de façon plus explicite, quels seraient les avantages et les coûts d'une recherche délibérée de méthodes visant à réduire la consommation énergétique canadienne en adoptant des moyens qui assureraient le même niveau de service aux Canadiens, mais en portant au niveau économiquement optimal le rendement énergétique de chaque utilisation ultime? Cette question précise a fait l'objet d'une étude récente préparée par Les Amis de la Terre au Canada. Cette étude a été réalisée aux termes d'un contrat négocié avec le ministère de l'Approvisionnement et des Services, et a été parrainée par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et par Environnement Canada. Les résultats sont disponibles sous plusieurs formes, y compris sous la forme du rapport complet d'un millier de pages publié par EMR<sup>1</sup>, et en une version plus populaire de 200 pages, publiée par Hurtig Press<sup>2</sup>. Les Amis de la Terre seront heureux de remettre au Comité des exemplaires de l'un ou l'autre de ces ouvrages ou de l'un ou l'autre des douze rapports provinciaux et territoriaux, dont a été tiré le rapport national.

Le reste du présent mémoire résumera les différences méthodologiques entre nos démarches et celles du Programme énergétique national—et, partant, les différences par rapport à

<sup>1</sup> Brooks, David B., John B. Robinson and Ralph D. Torrie. 2025: *Soft Energy Futures for Canada*, report prepared for the federal departments of Energy, Mines & Resources, Environment & supply & Services, 12 Volumes, Ottawa, 1983.

<sup>2</sup> Bott, Robert, David B. Brooks and John Robinson, *Life After Oil: A Renewable Energy Policy for Canada* (Edmonton: Hurtig, 1983).

<sup>1</sup> Brooks, David B., John B. Robinson et Ralph D. Torrie. 2025: *Soft Energy Futures for Canada*, rapport préparé pour les ministères fédéraux de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Environnement Canada et Approvisionnement et Services, 12 tomes, Ottawa, 1983.

<sup>2</sup> Bott, Robert, David B. Brooks et John Robinson, *Life After Oil: A Renewable Energy Policy for Canada* (Edmonton: Hurtig, 1983).

those of any previous energy report in Canada—and also summarize the results of our national results indicated in our study. Finally, we shall suggest a few reasons for thinking that the “soft energy path” approach recommended by the Friends of the Earth report would be superior to the ultimately conventional supply/megaproject approach recommended by the National Energy Program.

### *Methodological Issues*

In recent years new methods of analysis have been developed which offer the possibility of addressing many of the problems that have made earlier reports misleading. In the first place the emergence of energy demand forecasting models based upon “bottom-up” engineering process approaches to the analysis of energy demand, rather than conventional “top-down” econometric approaches, allow analysis to focus upon energy services or end-uses. This permits modelling of the physical and behavioural variables that actually cause energy use, permitting a much better analysis to be undertaken of the potential for energy conservation, interfuel substitution and renewable energy sources (which typically are best suited to specific end-use needs).<sup>3</sup> Such models also allow, in principle, for the incorporation of thermodynamic considerations related to energy quality into the analysis of energy demand.

A second development is the emergence of new approaches to energy projection which are not based on forecasting most likely levels of future energy supply and demand. One of these techniques is energy backcasting, which involves choosing one or a number of different levels of energy supply and/or demand in the future and then analysing the feasibility of getting to those end-points from the present. Backcasting not only allows the uncovering of energy futures which are invisible through more conventional projection techniques, it also focusses attention on feasibility rather than likelihood<sup>4</sup>. In a time of considerable uncertainty, when significant policy choice exists, it is more important to know which energy futures are most feasible than to know which are most likely. The most likely future, even if it could be determined, may not be the most desirable.

The purpose of the Friends of the Earth Study was to investigate the potential, in Canada and in each of the provinces and territories, for energy policies that focus primarily upon energy conservation and renewable energy sources. The study was intended to assess the technical and economic potential for such soft energy technologies over the period from 1978 to

celles adoptées dans les rapports antérieurs sur l'énergie publiés au Canada—et résumera également les résultats présentés dans notre étude nationale. Enfin, nous vous suggérerons quelques-uns des motifs qui nous amènent à penser que «la voie de l'énergie douce», recommandée par le rapport des Amis de la Terre, devrait s'avérer supérieure à la démarche fort conventionnelle visant l'approvisionnement et les mégaprojets, recommandée par le Programme énergétique national.

### *Questions d'ordre méthodologique*

Ces dernières années, de nouvelles méthodes d'analyse ont été élaborées, méthodes offrant la possibilité d'examiner plusieurs problèmes qui ont faussé l'orientation des rapports antérieurs. Tout d'abord, l'émergence de modèles de prévision de la demande énergétique, basés sur des méthodes propres au génie des procédés retenant une perspective dite «du bas vers le haut» pour analyser la demande énergétique, en remplacement des méthodes économétriques conventionnelles retenant une perspective dite «du haut vers le bas», permet de concentrer l'analyse sur les services énergétiques ou les utilisations ultimes. Ceci permet la modélisation de variables d'ordre physique et comportemental qui influencent véritablement l'utilisation de l'énergie, permettant ainsi une meilleure analyse du potentiel d'économie d'énergie, de la substitution inter-combustible et des sources d'énergie renouvelable (qui sont habituellement plus appropriées à des utilisations ultimes spécifiques).<sup>3</sup> Ces modèles permettent également, en principe, l'intégration de considérations thermodynamiques reliées à la qualité de l'énergie, dans l'analyse de la demande énergétique.

Un deuxième développement: l'émergence de nouvelles façons d'établir des projections énergétiques qui ne sont pas fondées sur la prévision des niveaux les plus vraisemblables d'approvisionnement et de demande énergétiques éventuels. L'une de ces techniques est la «rétrovision» énergétique, qui consiste à choisir un ou plusieurs niveaux différents d'approvisionnement et de demande énergétiques pour l'avenir, puis à analyser la faisabilité de réaliser ceux-ci à compter du présent. La rétrovision non seulement permet de découvrir des futurs énergétiques, qu'on ne peut entrevoir en utilisant des techniques de projection plus conventionnelles, mais elle concentre également l'attention sur la faisabilité plutôt que sur la probabilité.<sup>4</sup> A un moment de grande incertitude, alors que s'offrent plusieurs options politiques significative, il est plus important de connaître quels futurs énergétiques sont les plus réalisables que de savoir lesquels sont les plus probables. L'avenir le plus probable, même s'il pouvait être déterminé, pourrait bien ne pas s'avérer le plus souhaitable.

L'étude des Amis de la Terre se proposait d'examiner le potentiel, au Canada et dans chaque province et territoire, des politiques énergétiques s'attachant principalement à l'économie de l'énergie et aux sources d'énergie renouvelable. Cette étude se proposait d'évaluer le potentiel technique et économique de ce genre de technologies énergétiques douces, pour la

<sup>3</sup> John B. Robinson “Bottom-up Methods and Low-Down Results: Changes in the Estimation of Future Energy Demands”, *Energy—the International Journal* 7 (1982), 627-635.

<sup>4</sup> John B. Robinson, “Energy Backcasting: A Proposed Method of Policy Analysis” *Energy Policy* 10 (1982), 337-344.

<sup>3</sup> John B. Robinson “Bottom-up Methods and Low-Down Results: Changes in the Estimation of Future Energy Demands”, *Energy—the International Journal* 7 (1982), 627-635.

<sup>4</sup> John B. Robinson, “Energy Backcasting: A Proposed Method of Policy Analysis” *Energy Policy* 10 (1982), 337-344.



2025. Some attempt was also made to examine potential social and environmental impacts of the soft energy scenarios developed in the study and to derive policy implications of, and possible implementation measures for, those scenarios.

The results of this study can be summarized most briefly as follows: Under conditions of strong economic growth (an increase of more than 200% in gross domestic product—GDP) and moderate population growth (an increase of over 50%), it would be technically feasible and cost-effective to operate the Canadian economy in 2055 with 12% less secondary energy than it requires today, and, over the same 47 year period, to shift from 16% reliance on renewable sources to 77%. In addition, should the economy grow by “only” 140% to 2025 (with the same population growth), and should the real cost of soft technologies drop slightly, it would be feasible and cost-effective to use 34% less secondary energy in 2025 than in 1978, with 82% of that energy provided by renewable sources. (Technical feasibility is defined in terms of the availability today of either off-the-shelf or prototype technology. Cost-effectiveness is defined in terms of the long-run marginal costs of alternative ways of supplying energy in Canada.) Over the study period energy use per capita falls to between one-half and two-fifths of its level in 1978, and energy use per dollar of GDP to just over one-quarter of its 1978 level.

It is important to recognize that these results are not intended to be forecasts of future energy supply and demand in Canada. That is, the scenarios are not predictions, nor do they imply anything about the likelihood of the energy futures that they describe. Rather, the study tested the technical and economic feasibility of soft energy path options. Given the assumptions underlying the analysis, the results illustrate efficient energy futures, but whether these futures will in fact occur is a political and not an analytical question.

A detailed discussion of the method, assumptions and results of the study can be found in the report itself but several points are worth emphasizing here.

1. The study reveals a significantly greater potential for energy conservation and renewable energy than in previous studies undertaken by, or on behalf of, government agencies. This is largely because of two factors: (i) the incorporation of a bottom-up and end-use oriented method of analysis, which made possible a much more detailed and exhaustive treatment of conservation and renewable energy than had ever before been undertaken in Canada, and (ii) the focus on feasibility rather than likelihood which allowed us to uncover energy futures that are possible, though not necessarily the most likely to occur. That is, the study incorporated several of the methodological suggestions made in the previous section of this submission.

période de 1978 à 2025. Certains efforts ont également été faits pour examiner les incidences sociales et environnementales possibles des démarches reliées à l'énergie douce, élaborées dans l'étude, et pour déterminer les incidences politiques de ces démarches et des mesures d'application possible.

Les résultats de cette étude peuvent se résumer très brièvement comme suit: dans des situations de forte croissance économique (un accroissement de plus de 200 p. 100 du produit intérieur brut—PIB) et de croissance démographique modérée (une croissance de plus de 50 p. 100), il serait techniquement faisable et économique d'exploiter l'économie canadienne en l'an 2025 avec 12 p. 100 moins d'énergie secondaire qu'il n'en faut aujourd'hui, et durant cette période de 47 ans, de porter l'utilisation des sources renouvelables de 16 à 77 p. 100. De plus, si l'économie devait croître de «seulement» 140 p. 100 d'ici à l'an 2025 (en retenant la même croissance démographique) et si le coût réel des technologies douces baissait légèrement, il serait faisable et économique d'utiliser 34 p. 100 moins d'énergie secondaire en 2025 qu'en 1978, en tirant 82 p. 100 de cette énergie de sources renouvelables. (La faisabilité technique est définie en termes de disponibilité aujourd'hui de technologies disponibles sur le marché ou de prototypes. La rentabilité économique est définie en termes de coûts marginaux à long terme des diverses sources d'approvisionnement énergétique au Canada.) Durant la période à l'étude, la consommation d'énergie par personne diminue pour s'établir à environ la moitié ou les deux cinquièmes du niveau enregistré en 1978, et la consommation d'énergie par dollar de PIB s'établit à peine à un peu plus du quart du niveau enregistré en 1978.

Il importe de savoir que ces résultats ne prétendent nullement être des prévisions de la situation éventuelle de l'offre et de la demande d'énergie au Canada; les situations envisagées ne sont pas des prédictions et n'étaient aucunement la probabilité des avenir énergétiques décrits. L'étude a plutôt éprouvé la faisabilité technique et économique des options offertes par la voie énergétique douce. Compte tenu des hypothèses qui sous-tendent l'analyse, les résultats illustrent des avenir énergétiques efficaces, mais pour ce qui est de savoir si ces avenir se matérialiseront vraiment, il s'agit plutôt d'une question d'ordre politique qu'une question d'ordre analytique.

On trouvera dans le rapport proprement dit une description détaillée de la méthode, des hypothèses et des résultats de l'étude, mais il importe d'insister ici sur plusieurs aspects:

1. L'étude révèle un potentiel nettement plus grand en ce qui concerne l'économie d'énergie et l'énergie renouvelable que les études antérieures entreprises par des organismes gouvernementaux ou pour le compte de ceux-ci. Ceci s'explique principalement par deux facteurs: i) l'adoption d'une méthode d'analyse «du bas vers le haut» et axée sur les utilisations ultimes, ce qui a permis un traitement beaucoup plus détaillé et exhaustif de la question de l'économie d'énergie et de l'énergie renouvelable que ce qui avait déjà été entrepris au Canada et ii) l'accent mis sur la faisabilité plutôt que sur la probabilité, ce qui nous a permis de préciser des avenir énergétiques possibles, sans que ceux-ci soient nécessairement les plus probables. L'étude a donc intégré plusieurs des suggestions méthodologiques faites dans la première partie du présent mémoire.



2. The price projections used in the study, though derived from EMR, are much higher than current projections. On the other hand, the economic growth assumptions, at least in the Business as Usual scenario, are also much higher than seem likely. It is impossible to predict the net effect on our energy supply and demand projections of lower energy price and lower economic growth assumptions.

3. The results of the study reveal that significant amounts of energy conservation and renewable energy sources are technically feasible and economically cost-effective in Canada under conditions of strong economic growth and high energy prices. This indicates that a soft energy future deserves serious consideration by policy makers.

### Conclusions

Whatever objectives a nation chooses, it should try to attain those objectives at least cost. The Friends of the Earth Soft Energy Study demonstrated in a quantitative way that a much greater emphasis on reducing energy requirements (note: not reducing energy services) was a less costly way of providing energy for Canada than a continued emphasis on supply. Indeed, this was possible even though the study excluded any further construction of nuclear power plants and any development of Arctic oil or of coal-based liquids, and operated with an effort to reduce coal-generated electricity large-scale hydro-electric developments. The shifts shown to be feasible and economic in the Friends of the Earth Study would provide more employment, require less capital, involve less government intervention in the economy and provide for stronger regional economies than that implicit in the energy future that would result from following the National Energy Program. While nothing in the Soft Path Study requires the use of local capital and resources, the fact that each province and territory would become substantially more self-sufficient, and would be investing in a collection of relatively small-scale energy demand and supply projects, would provide the opportunity to avoid borrowing from foreign sources or relying on foreign corporations.

While the Friends of the Earth Study was never conceived as a direct response to the National Energy Program, it does offer a contrast. Without pretending to be exhaustive, it would suggest, first, that the sooner Canada moves to international prices for oil and to marginal cost pricing for electricity the better. The main result will not be a huge surge of investment in energy supply but a major increase in the efficiency of energy use. Second, government programs should shift from a continued emphasis on the support of high-cost energy sources to information and incentive programs that focus on our lowest cost sources, which are now and will continue to be conservation in use and natural gas and biomass sources of supply. Third, although centrally directed large-scale programs are necessary in some cases, it increasingly appears that energy policy can be brought into balance more efficiently and more

2. Les projections de prix utilisées dans l'étude, quoique tirées des projections d'ÉMR, sont plus fortes que les projections courantes. Par ailleurs, les hypothèses relatives à la croissance économique, du moins dans l'hypothèse «ouvert comme d'habitude», sont également beaucoup plus fortes que la chose ne semble probable. Il est impossible de prévoir l'influence nette sur nos projections de l'offre et de la demande d'énergie, de prix inférieurs pour l'énergie et d'hypothèses de croissance économique moins forte.

3. Les résultats de l'étude révèlent que plusieurs sources d'énergie renouvelable et d'économie d'énergie sont techniquement viables et économiques au Canada, dans des conditions de croissance économique forte et de prix élevés pour l'énergie. Ceci indique que les responsables des politiques devraient envisager sérieusement l'avenir offert par l'énergie douce.

### Conclusions

Peu importe les objectifs retenus par le pays, on devrait tenter de réaliser ces objectifs au moindre coût. L'étude des Amis de la Terre sur l'énergie douce a démontré, de façon quantitative, qu'une plus grande insistance sur la réduction des besoins énergétiques (nota: et non pas sur la réduction des services énergétiques) s'avère une façon moins coûteuse de fournir de l'énergie au Canada qu'une insistance soutenue sur l'approvisionnement. Bien entendu, ceci est possible même si l'étude a exclu toute autre centrale nucléaire nouvelle et toute exploitation des gisements pétroliers arctiques ou des liquides tirés du charbon, et suppose un effort pur réduire les centrales électriques alimentées au charbon et les grands aménagements hydro-électriques. Les changements jugés faisables et économiques dans l'Étude des Amis de la Terre créeraient davantage d'emplois, exigeraient moins de capital, nécessiteraient moins d'intervention gouvernementale dans l'économie et renforceraient les économies régionales, beaucoup plus que ne le laisse envisager l'avenir énergétique résultant de l'application du Programme énergétique national. Alors que rien dans l'étude de la voie douce n'exige l'utilisation des ressources et du capital locaux, le fait que chaque province et territoire deviendraient substantiellement plus autonomes et investiraient dans un ensemble de projets relativement réduits axés sur la demande et l'approvisionnement d'énergie, permettrait d'éviter les emprunts à l'étranger ou la dépendance envers les sociétés étrangères.

Même si l'étude des Amis de la Terre n'a jamais été conçue comme une réponse directe au Programme énergétique national, elle n'en offre pas moins un point de comparaison. Sans prétendre être exhaustive, l'étude suggérerait d'abord que le plus tôt le Canada adoptera les prix internationaux du pétrole et la détermination du coût marginal de l'électricité, le mieux ce sera. Le résultat principal ne sera pas une flambée d'investissements dans l'approvisionnement énergétique, mais plutôt un accroissement majeur au niveau de l'efficacité de l'utilisation de l'énergie. Deuxièmement, les programmes gouvernementaux devraient remplacer l'importance soutenue accordée au soutien de sources énergétiques très coûteuses, par des programmes d'information et d'incitation favorisant les sources les moins coûteuses, qui demeurent et qui demeureront l'économie au niveau de l'utilisation, et les sources d'approvisionnement

equitably with small-scale local, municipal or regional approaches.

In summary, the results of the Friends of the Earth Study suggests that Canada has been fortunate that the National Energy Program has not been more "successful" than it has. Had investments in tar sands gone ahead, had frontier oil developments not slowed down (perhaps to nil in the case of Arctic oil and gas), and had most provinces not rejected nuclear electricity, Canada would be further in debt than it is now and with vast amounts of energy that, just as with natural gas and electricity already, would have trouble finding markets at prices high enough to cover development costs.

All of this means that the statement on page 65 of the National Energy Program (quoted above) should become the central thrust of a renewed and integrated energy policy in Canada. Such an approach will not solve all of Canada's problems, but it will help create a Canada that is economically stronger, environmentally less threatened and more politically independent than the future resulting from the National Energy Program.

offertes par le gaz naturel et la biomasse. Troisièmement, même si des programmes sur une grande échelle gérés à partir d'un point central sont nécessaires dans certains cas, il semble de plus en plus manifeste que la politique énergétique peut être équilibrée de façon plus efficace et plus équitable en adoptant des perspectives locales, municipales ou régionales, sur une petite échelle.

En bref, les résultats de l'étude des Amis de la Terre suggèrent que le Canada a profité du fait que le Programme énergétique national n'ait pas eu plus de succès. Si les investissements dans l'exploitation des sables bitumineux s'étaient poursuivis, si la mise en valeur des gisements pétroliers pionniers n'avait pas ralenti (peut-être à un niveau nul dans le cas du pétrole et du gaz de l'Arctique), et si la plupart des provinces n'avaient pas rejeté l'électricité nucléaire, le Canada serait plus endetté qu'il ne l'est à l'heure actuelle et disposerait de quantités d'énergie importantes qui, tout comme le gaz naturel et l'électricité aujourd'hui, trouveraient difficilement preneur sur le marché à des prix assez élevés pour permettre la récupération des coûts de développement.

Tout ce qui précède nous amène à dire que la déclaration reproduite à la page 70 du Programme énergétique national (déjà citée) deviendrait le fer de lance d'une politique énergétique renouvelée et intégrée au Canada. Cette orientation ne résoudrait pas tous les problèmes du Canada, mais elle contribuerait à créer un Canada plus fort sur le plan économique, moins vulnérable sur le plan environnemental et plus autonome sur le plan politique que ne le laisse envisager l'avenir annoncé par le Programme énergétique national.



## APPENDIX "ENR-15L"

*The Role of Solar Energy in Canada's Future*

1. The current state of solar technology in Canada is roughly equivalent to that of nuclear power generation in the late 40's.

2. Notwithstanding its secondary benefits, solar technology is now at a point where it is cost competitive in Canada with natural gas in a variety of selected applications.

3. The full implementation of current, cost-effective solar technology in Canada would contribute about 2% of our national non-transportation energy needs.

4. A broad range of technology options appear capable of extending the potential supply capability of solar energy to well over 5% of our total national energy needs, if cost competitiveness remains as a fundamental constraint.

5. A number of other factors are expected to reduce the importance of cost competitiveness as a constraint to the implementation rate of solar technology over the next 10-20 years. These include:

(i) Pollution in general and acid rain in particular will become serious enough to add non-economic value to new sources of pollution free energy.

(ii) Increasing concern over the "greenhouse effect" will also add non-economic values to solar energy for two reasons. First, every unit of fossil fuel not consumed due to its replacement by solar energy, will reduce the rate of build-up of carbon dioxide in the atmosphere; the primary cause of the greenhouse effect. Secondly, every unit of fossil fuel not consumed due to its replacement by solar energy, will reduce the amount of long wave (heat) radiation attempting to escape from earth through the carbon dioxide barrier.

(iii) A return to higher levels of world economic activity, combined with rapidly escalating energy requirements of the third world suggest that the relative over-supply of fossil fuels which currently prevails, is likely to revert to an under-supply again in the next few years. This, combined with significant political unrest in the near East suggests that reduced dependence on imported fuels and increased political control over energy supplies may once again become more important than short term economic factors.

(iv) Finally, an increased domestic use of Canadian manufactured solar systems may ultimately be seen as a means to replace the volume of imported fuels (or conversely to increase the volume of domestic fuels available for export) with Canadian jobs and therefore of significant direct benefit to the Canadian economy, independent of relative energy costs.

## APPENDICE «ERN-15L»

*Le rôle de l'énergie solaire dans l'avenir du Canada*

1. L'état actuel de la technologie solaire au Canada correspond en gros à celui de la production de l'énergie nucléaire vers la fin des années 1940.

2. Nonobstant ses avantages secondaires, la technologie solaire a maintenant atteint le point où elle peut concurrencer, au niveau du coût, au Canada, le gaz naturel, dans une variété d'applications choisies.

3. L'application complète de la technologie solaire rentable existante au Canada subviendrait à environ 2 p. 100 de nos besoins énergétiques nationaux, à l'exception de ceux reliés au transport.

4. Une vaste gamme d'options technologiques semble capable d'étendre le potentiel d'approvisionnement en énergie solaire à plus de 5 p. 100 de l'ensemble de nos besoins énergétiques nationaux, si la concurrence au niveau du coût demeure une contrainte fondamentale.

5. On prévoit que plusieurs autres facteurs réduiront l'importance de la concurrence au niveau des coûts, comme contrainte au taux d'application de la technologie solaire durant les dix ou vingt prochaines années, notamment:

i) La pollution en général et les précipitations acides en particulier deviendront un problème assez sérieux pour ajouter une valeur non-économique aux nouvelles sources d'énergie non polluantes.

ii) Une préoccupation grandissante au sujet de «l'effet de serre» ajoutera également des valeurs non-économiques à l'énergie solaire pour deux motifs. Tout d'abord, chaque unité de combustible fossile non consommé par suite de son remplacement par l'énergie solaire réduira le taux d'accumulation d'anhydride carbonique dans l'atmosphère, la cause première de l'effet de serre. Deuxièmement, chaque unité de combustible fossile non consommée en raison de son remplacement par l'énergie solaire, réduira l'importance des radiations à ondes longues (chaleur) qui cherchent à s'éloigner de la terre en franchissant la barrière d'anhydride carbonique.

iii) Un retour à des niveaux plus élevés d'activité économique, à l'échelle mondiale, combiné à une escalade rapide des besoins énergétiques du Tiers monde, suggère que la surabondance relative de combustibles fossiles qui prévaut actuellement retrouvera vraisemblablement une situation d'approvisionnement insuffisant, au cours des prochaines années. Ce facteur, associé à une importante instabilité politique au Proche Orient suggère que la dépendance réduite à l'égard des combustibles importés et une maîtrise politique accrue sur les approvisionnements énergétiques peuvent s'avérer, encore une fois, plus importants que les facteurs économiques à court terme.

iv) Enfin, une utilisation intérieure accrue d'installations solaires fabriquées par des Canadiens pourrait ultimement être considérée comme un moyen permettant de remplacer la masse des combustibles importés (ou encore d'accroître la masse de combustibles canadiens offerts à l'exportation), créant ainsi des emplois pour des Canadiens et suscitant des



6. Depending on the extent to which these non-economic factors are allowed to influence the solar marketplace in Canada, and the extent to which new solar technologies are encouraged to develop, a base solar energy contribution to domestic energy needs well in excess of 10% could be confidently predicted over the next 20-40 years.

7. Canadian solar technology development has been greatly encouraged in specific areas by both federal and provincial programs. As a result of;

- (i) the primary thrust of these programs being aimed at cost-effective solar energy.
- (ii) the Canadian climate is one of the least hospitable solar climates in the world.
- (iii) Canadian conventional energy prices are among the lowest in the world;

specific elements of Canadian solar technological capabilities have a distinct advantage over competitive technology throughout the world, and now appear amenable to a concerted marketing thrust in export markets.

8. The short term North American market for cost-effective Canadian solar technology for industrial heating applications, has recently been estimated to be about 18 billion dollars.

9. Other related solar technologies could be developed which could ultimately extend this market at least fivefold.

10. Many billions of dollars have been spent in Canada in nuclear power R/D over the past forty years. Nuclear power presently provides 2-3% of our national energy supply. Without questioning the validity of this particular investment, an investment of less than 10% of this amount could result in an equivalent solar contribution to the national energy supply in less than one-half the time. The fact that solar energy is totally non-polluting and non-hazardous should encourage us even more so to expend this effort.

11. The National Energy Program did not have an adequate data base or confidence at the time of its drafting to deal adequately with solar as a primary constituent of our future energy supply spectrum. In the intervening years both improved data and confidence levels have been developed, and a fresh look at the potential role of solar energy within the context of the NEP is warranted.

12. In order to realize the benefits of these solar opportunities within Canada for Canadians, two major changes are required to our National Solar Program.

- (i) At the present time, approximately 6 million dollars is being spent by NRC on solar research and development, with the bulk of these funds being spent on research as opposed to development. In view of the fact that the solar industry is struggling to achieve nominal levels of profitability it is not likely to be in a position to supplement these funds internally for some time yet. A minimum of \$100,000,000 a year should be spent on solar R/D over the

retombées significatives directes pour l'économie canadienne, indépendantes des coûts énergétiques relatifs.

6. Dépendant de la mesure dans laquelle on laisse ces facteurs non économiques influencer le marché solaire au Canada, et au niveau d'encouragement du développement des nouvelles technologies solaires, une contribution de base par l'énergie solaire à la satisfaction des besoins énergétiques canadiens bien supérieure à 10 p. 100 peut être prévue, en toute confiance, durant les vingt à quarante prochaines années.

7. Le développement de la technologie solaire canadienne a été fortement encouragé dans des domaines spécifiques, par l'entremise de programmes fédéraux et provinciaux. Comme résultat de

- i) l'orientation principale de ces programmes axés sur l'énergie solaire économique;
- ii) le climat canadien est l'un des climats solaires les moins hospitaliers au monde;
- iii) les prix de l'énergie conventionnelle au Canada figurent parmi les plus bas au monde;

certaines éléments propres aux capacités technologiques solaires canadiennes offrent un avantage distinct par rapport à la technologie concurrentielle existant ailleurs dans le monde, et semblent maintenant se prêter à une offensive de commercialisation concertée sur les marchés d'exportation.

8. On a récemment estimé à environ 18 milliards de dollars le marché nord-américain à court terme de la technologie solaire canadienne rentable applicable au chauffage industriel.

9. D'autres technologies solaires connexes pourraient être élaborées et pourraient éventuellement quintupler ce marché.

10. Plusieurs milliards de dollars ont été consacrés au Canada à la R-D sur l'énergie nucléaire durant les quarante dernières années. L'énergie nucléaire assure actuellement de 2 à 3 p. 100 de notre approvisionnement énergétique national. Sans remettre en question la validité de cet investissement spécifique, un investissement inférieur à 10 p. 100 de cette somme pourrait se traduire par un apport solaire équivalant à l'approvisionnement énergétique national, en moitié moins de temps. Le fait que l'énergie solaire ne pollue pas et n'est pas dangereuse devrait nous inciter encore plus à consentir cet effort.

11. Le Programme énergétique national ne disposait pas d'une base de données adéquate ou de la confiance nécessaire au moment de sa rédaction pour traiter adéquatement de l'énergie solaire comme élément important de notre éventail éventuel d'approvisionnements énergétiques. Ces dernières années, on a obtenu des données améliorées et vérifiées des niveaux de fiabilité, et un nouvel examen un du rôle possible de l'énergie solaire dans le contexte du PÉN est donc justifié.

12. Pour concrétiser les avantages offerts par l'énergie solaire au Canada, au profit des Canadiens, deux changements importants s'imposent dans notre Programme solaire national:

- i) A l'heure actuelle, le CNR consacre environ 6 millions de dollars à la recherche et au développement dans le domaine de l'énergie solaire, le gros de ces fonds favorisant surtout la recherche. Comme l'industrie solaire cherche par tous les moyens à atteindre des niveaux nominaux de rentabilité, elle ne pourra vraisemblablement pas fournir d'autres fonds, à l'interne, du moins pas avant un bon moment. Un minimum de cent millions de dollars par année devraient être consac-

next five years, with at least half the total being expended on product and technology development, under the control of the established industry.

(ii) The capital investment required to support the acquisition of this potential solar energy generating capability will be large, as it is with every other energy form; be it hydro dams, power reactors, oil exploration, pipe lines, tar sands projects, transmission lines etc. The solar industry will need to develop the capacity of causing these large sums of money to be raised. At the present time, one of the most productive means of doing so has been through third party investors rather than the end-user. One of the constraints to this approach is that solar energy must be sold at a discount to the end user, below the equivalent price of conventional energy. Socially and economically, solar energy has a greater value than conventional energy, since it creates no pollution, consumes no non-renewable resources, and is totally indigenous. Further, all other conventional energy forms are subsidized in one way or another in Canada either through exploration grants, tax write-offs, import oil subsidies, expropriation rights, legislated rights, access to government guaranteed credit ratings and debt funds, the right to pollute the environment, and the right to flood millions of acres of land behind hydro dams. In order for solar energy to assume its proper role in the national energy supply spectrum, special legislation is required, first to offset the economic value of these implicit subsidies, thereby allowing it to compete in the marketplace on an equivalent basis to conventional energy forms, and secondly, to permit solar energy to be sold at a price which reflects not only its competitive value as an energy form, but also its socio-economic values. In these days of increasing concern over acid rain and greenhouse effects, it is ironic that solar energy must be sold at discounted prices, even below those of imported oil.

W. K. Bell

President  
General Solar Inc

April 25, 1984

crés à la R/D sur l'énergie solaire, durant les cinq prochaines années, et au moins la moitié de cette somme devrait être consacrée au développement de la technologie et des produits, sous le regard de l'industrie établie.

ii) Les mises de fonds nécessaires au soutien de l'acquisition de ce potentiel de production d'énergie solaire seront importantes, comme c'est le cas pour toutes les autres formes d'énergie, qu'il s'agisse de barrages hydro-électriques, de réacteurs, d'exploration pétrolière, de pipe-lines, de projets d'exploitation de sables bitumineux, de lignes de transport ou autres équipements. L'industrie solaire devra se donner les moyens nécessaires pour réunir ces importantes sommes. A l'heure actuelle, l'un des moyens les plus productifs pour ce faire a été de faire appel aux investisseurs, c'est-à-dire à des tierces partis, plutôt qu'à l'utilisateur ultime. Cette démarche fait en sorte que l'énergie solaire doit être vendue à rabais à l'utilisateur ultime, en deça du prix équivalent de l'énergie conventionnelle. Sur le plan social et économique, l'énergie solaire a une valeur supérieure à l'énergie conventionnelle, puisqu'elle ne pollue pas, qu'elle ne consomme pas de ressources non renouvelables et qu'elle est totalement indigène. En outre, au Canada, toutes les autres formes d'énergie conventionnelle sont subventionnées d'une façon ou d'une autre, soit par des subventions à l'exploration, des dégrèvements fiscaux, des subventions aux importations de pétrole, des droits d'expropriation, des droits accordés par législation, l'octroi de cotes de crédit et des prêts garantis par l'État, le droit de polluer l'environnement et le droit d'inonder des millions d'acres de territoires en amont des barrages hydro-électriques. Pour que l'énergie solaire joue un rôle approprié dans l'éventail national des approvisionnements énergétiques, une législation spéciale est requise, tout d'abord pour compenser la valeur économique de ces subventions implicites, et lui permettre ainsi de livrer concurrence sur le marché, sur une base équivalente aux autres formes d'énergie conventionnelles, et, ensuite, pour permettre la vente de l'énergie solaire à un prix reflétant non seulement ses valeurs concurrentielles, comme forme d'énergie, mais également ses valeurs socio-économiques. A notre époque où on se préoccupe de plus en plus des précipitations acides et de l'effet de serre, il est ironique que l'énergie solaire doive être vendue à rabais, même en deça du prix du pétrole importé.

Le président de la  
General Solar Inc  
W. K. Bell

Le 25 avril 1984



## APPENDIX "ENR-15M"

John G. Gots  
15 Howitt St.  
Guelph, Ontario  
N1E 3C6

June 14, 1984

Clerk of the Standing  
Senate Committee on  
Energy and Natural Resources  
The Senate  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Dear Committee,

I have decided to write after much hesitation, since the National Energy Program is a creature of political and financial vested interests; and is applied in power games whose costs are exacted from the ordinary people of Canada. The pricing policies are based on maximum taxation. When there is a perceived shortage, the prices go up because of "supply and demand." When there is a surplus, the prices go up because of inflation, high interest rates, and to bail out banks and Crown corporations who blew billions of tax dollars because of irrational investments, made in a self generated atmosphere of greed, to make energy profits. The political and financial equivalent of a feed-back-loop was the framework in which the National Energy Program was created. Remember the poor, totally dejected Hon. Green in 1972, when he could not give away Canadian natural gas, oil to the U.S. and Canada on paper had non renewable resources for a "thousand year" according to our hot gas experts. Remember how the same august bodies, of business and political experts have reduced the above to a fifteen to twenty year supply, within a couple of years of the 1973 Arab Oil Embargo? Remember how the oil tankers were cruising in circles fully loaded on the Atlantic Ocean to make shortages and price increases more severe? Those were mainly Americans eh? It did not take long for our Energy Policy writers to issue their ad volorem taxes, Provincial, Federal Direct Royalties, Taxes; run an election on a platform of no gasoline price increases, and when elected on that basis, sock it to the people of Canada, with contempt and arrogance. I hope that some of the above thoughts convey to you how rottenly the nation's energy potential and security have been handled, in general.

### *Specifics*

1. There is no sincere interest in renewable energy policy implementation, that would make the average community home owner, or individual, on small business less reliant on provincial or federal monopolies. For example it would seem that Ontario Hydro should not be trying to generate artificial

## APPENDICE «ERN-15M»

John G. Gots  
15, rue Howitt  
Guelph (Ontario)  
N1E 3C6

Le 14 juin 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Messieurs les membres du Comité,

J'ai décidé de vous écrire après beaucoup d'hésitations, étant donné que le Programme énergétique national est l'expression d'intérêts politiques et financiers de longue date et qu'il est appliqué dans le cadre de jeux de pouvoir dont la population ordinaire du Canada fait les frais. Les politiques qui régissent la détermination des prix sont fondées sur une taxation maximale. Lorsqu'une pénurie est perçue, les prix montent en raison de la situation de «l'offre et de la demande», et lorsqu'il y a un surplus, les prix montent en raison de l'inflation, des taux d'intérêt élevés et pour rescaper les banques et les sociétés de la Couronne qui ont gaspillé des milliards de dollars de fonds publics par des investissements irrationnels décidés dans un climat autogénéré d'apreté, en vue de réaliser des bénéfices sur l'énergie. L'équivalent politique et financier d'une boucle de rétroaction a été le cadre dans lequel le Programme énergétique national a été créé. Rappelez-vous le pauvre et triste ministre Green, en 1972, qui ne pouvait donner aux États-Unis le pétrole et le gaz naturel canadien, alors que le Canada disposait sur papier de ressources non renouvelables pour un «millier d'années», selon nos spécialistes des questions vaporeuses. Rappelez-vous comment ces mêmes aéroplanes d'hommes d'affaires et d'experts politiques ont ramené cet approvisionnement à quinze ou vingt ans, quelques années après l'embargo arabe sur le pétrole, en 1973. Rappelez-vous les pétroliers qui faisaient des ronds dans les eaux de l'océan atlantique, avec de pleins chargements, pour que la pénurie et les hausses de prix soient encore plus importantes. Il s'agissait bien surtout d'Américains n'est-ce pas? Les rédacteurs de la politique énergétique n'ont pas mis beaucoup de temps à imposer des taxes ad valorem, des redevances directes provinciales et fédérales, des taxes, à faire une élection sur une plate-forme préconisant le maintien du prix de l'essence, et, après l'élection, à taxer davantage la population du Canada, avec mépris et arrogance. J'espère que certaines de ces réflexions vous expriment bien la turpitude avec laquelle le potentiel et la sécurité énergétique du pays ont été traités, dans l'ensemble.

### *Questions spécifiques*

1. On ne semble pas vraiment s'intéresser au niveau de la mise en œuvre de la politique régissant l'énergie renouvelable, à rendre le propriétaire moyen, ou la personne, ou la petite entreprise, moins dépendant envers les monopoles provinciaux ou fédéraux. Par exemple, l'Ontario Hydro ne devrait pas ten-



demands for electric heated homes, when most of the heat energy that Hydro uses in its plants is wasted before Hydro electric power is delivered to its customers. Consider: 100 units of energy for Hydro, burned in a boiler. This generates say 60 units of energy as steam, to drive a 95% efficient turbine producing  $(60 \times .95) = 57$  units to drive a 96% electrical generator with an electrical energy output of  $57 \times .96 = 54.72$  units. The electric power from this unit is transformed up for transmission voltage at say 95% efficiency, leaving 52 units of electrical energy available from 100 units at the station. If transmission losses from the Hydro plant to the customer are in the order of 30% the customer will receive  $52 \times .7 = 36.4$  units of energy from the 100 used by Hydro. These are very very high thermal efficiencies, in favour of Hydro electric generation, but still about 2/3 of energy is lost before the electric heat is turned on. If gas turbines are used to generate electrical power for heating purposes the initial efficiency is only 30% to 40%, thus a customer would only get 18 to 20 units of energy for the expenditure of 100 at a remote utility, for heating purposes. The natural gas should have been used in a high efficiency gas heating appliance. Waste not, want not.

- electric power should be generated in the community where it is used;
- only co-generating plants, whose waste energy is used for district cooling/heating, process industry, hydrogen/oxygen off peak generation should be authorized;
- the community and individuals should be able to sell excess electrical power to the grid;
- the small plants would have to handle their own pollution within the boundaries of their own community;
- the present billions spent by government controlled utilities should be transferred to municipal and regional hydro electric commissions.

2. National investment of billions should not be burned in wasted effort at places like Canadair, DeHavilland, Dome, Bank refinancing but on power satellites, and loans at no interest to industry and individuals who are willing to provide energy self sufficient operations.

3. Nuclear power cannot be made cost effective when costs of waste handling is considered, with fission technology.

4. Renewable sources of energy should be promoted, instead of remote exploration money wells. The emphasis should be on individual, family, community projects.

ter de susciter une demande artificielle pour le chauffage des résidences à l'électricité, lorsque la plus grande partie de l'énergie calorifique utilisée par l'Hydro dans ses installations est gaspillée avant que l'électricité de l'Hydro ne soit livrée à ses clients. Voyons: 100 unités d'énergie pour l'Hydro, brûlées dans une chaudière, générant disons 60 unités d'énergie sous forme de vapeur, pour actionner une turbine efficace à 95 p. 100 produisant  $(60 \times 0,95) = 57$  unités, qui actionnera une génératrice électrique efficace à 96 p. 100 avec une production d'énergie électrique de  $57 \times 0,96 = 54,72$  unités. L'électricité générée par cette unité est portée au voltage nécessaire au transport à une efficacité disons de 95 p. 100, ce qui laisse 52 unités d'énergie électrique disponibles à partir des 100 unités utilisées à la centrale. Si les pertes enregistrées durant le transport entre la centrale de l'Hydro et le client sont de l'ordre de 30 p. 100, le client recevra  $52 \times 0,7 = 36,4$  unités d'énergie, à partir de 100 unités utilisées par l'Hydro. Il s'agit là d'efficacités thermiques très très élevées, qui militent en faveur de la production d'électricité, mais il n'en reste pas moins qu'environ les deux tiers de l'énergie sont perdus avant que le calorifère électrique ne se mette en marche. Si on utilise des turbines à gaz pour produire de l'énergie électrique, à des fins de chauffage, l'efficacité initiale n'est que de 30 à 40 p. 100, et le client n'obtiendra donc que 18 à 20 unités d'énergie des 100 unités utilisées dans une centrale éloignée, produisant de l'électricité à des fins de chauffage. Le gaz naturel aurait dû être utilisé dans un calorifère à gaz très efficace. En évitant le gaspillage, tu éloignera le besoin.

- l'électricité devrait être générée dans l'agglomération où elle est consommée;
- seules les centrales de cogénération, dont l'énergie excédentaire est utilisée pour le chauffage et la climatisation zonale, l'industrie de la transformation, la production d'hydrogène/oxygène, et la production hors pointe, devraient être autorisées;
- la communauté et les personnes devraient pouvoir vendre leur énergie électrique excédentaire au réseau;
- ces petites centrales devraient pouvoir maîtriser leur pollution, au sein de la communauté;
- les milliards actuels dépensés par les entreprises d'utilité publique régies par le gouvernement devraient être transférés à des commissions hydro-électriques municipales et régionales.

2. Les investissements nationaux de l'ordre de plusieurs milliards de dollars ne devraient pas s'envoler en fumée dans des efforts stériles pour financer des entreprises comme Canadair, DeHavilland, Dome, ou des banques; ils devraient plutôt être consacrés au lancement de satellites énergétiques et servir à consentir des prêts sans intérêt à l'industrie et aux personnes désireuses d'établir des exploitations énergétiques autonomes.

3. L'énergie nucléaire ne peut être rendue économique lorsqu'on tient compte du coût de l'évacuation des résidus, produits par la technologie de la fission.

4. On devrait promouvoir les sources d'énergie renouvelable au lieu de favoriser le forage de puits d'exploration coûteux dans des régions éloignées. On devrait plutôt favoriser la réalisation de projets à l'échelle de la personne, de la famille et de la communauté.

5. The large R & D businesses are a closed shop. Unfortunately they are of rigid thought patterns, who have given birth to very little fruit, at great expense. Grants for fundamental research and development should be given by lottery, or random mechanical selection, as old wine skins—while they look good, will not hold new wine.

6. There is no energy crisis—There is a crisis of political will, and innovation has been demanded by marketeers, of empty talk and no substance of wealth, or ability to create things that are good from the earth, using a trained mind of talent and manual dexterity.

7. Petroleum stocks should not be used for transportation; they should be preserved for chemical stocks.

—public transit systems will eventually be provided when the automobile industry crashes; due to its unwillingness to change to a hydrogen economy, at the present time.

8. Significant quantities of energy can be produced by systems other than in current use, or in public knowledge.

Keep on talking, the world will keep on turning, and carry you any way.

Have a good day

John G. Gots

5. Les grandes entreprises de R/D sont des ateliers fermés. Malheureusement, leurs structures sont rigides et elles ont donné peu de fruits tout en s'avérant très coûteuses. Les subventions à la recherche et au développement de base devraient être accordées par loterie, ou par un procédé de sélection mécanique faisant appel au hasard, puisque, tout comme les vieilles outres de vin, même si elles semblent en bon état, elles ne peuvent contenir le vin nouveau.

6. Il n'y a pas de crise énergétique. Il y a une crise de détermination politique: l'innovation a été étouffée par les «marketeurs», dont le discours est vide et qui n'ont aucune ressource ou moyen de créer de bonnes choses, à partir de la terre, en faisant appel à des esprits talentueux bien formés et à la dextérité manuelle.

7. Les stocks de pétrole ne devraient pas être utilisés à des fins de transport; ils devraient être préservés pour alimenter l'industrie de la chimie.

—les réseaux publics de transport en commun seront éventuellement mis en place, lorsque s'effondrera l'industrie de l'automobile, en raison de son refus actuel d'adopter l'hydrogène.

8. D'importantes quantités d'énergie peuvent être produites par d'autres systèmes que ceux actuellement en usage ou connus du public.

Vous pouvez poursuivre vos délibérations, le monde continuera à tourner et vous portera, de toute façon.

Je vous souhaite une bonne journée

John G. Gots

## APPENDIX "ENR-15N"

Clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources  
The Senate, Ottawa,  
Ontario K1A 0A4

Autumn Court,  
Windsor,  
Ontario N9E 1R2

April 5, 1984

Dear Sir,

My submission to the Senate Committee on Energy and Natural Resources is as follows.

I am the inventor of an energy conservation device, namely a "FAIL SAFE AUTOMATIC FLUE DAMPER MECHANISM" which is designed for retrofitting to gas fired furnaces.

In tests carried out after fitting a prototype of the device I have found a minimum fuel saving of 17%. Taking an average gas consumption of 130 MCF (1 MCF = 1000 cubic feet of gas) at an average cost of \$6.45 per MCF becomes a 17% saving of \$142.54 per household of which I am told there are 3.8 million that could use the device, the saving nationally becomes \$541.6 million per year minimum at current prices.

My device may also be adapted for use with oil fired heating devices, the saving gained from this application I expect would be in the region of 9%.

Would these savings of energy not be the equivalent of finding new reserves, in fact equal to a gas find of 84 million MCF potential per year, and without the need for expensive exploration.

Coupled with the increased commerce, job creation to manufacture the device and its component parts, an estimated manufacturing cost of less than \$50, it must surely be considered as a priority for development, and as an incentive to people to conserve our precious energy supplies, inclusion in the Canadian Home Insulation Program.

Yours truly,

David Grant.

## APPENDICE «ERN-15N»

Greffier du Comité sénatorial permanent de  
l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat, Ottawa  
(Ontario) K1A 0A4

Autumn Court,  
Windsor,  
Ontario N9E 1R2

Le 5 avril 1984

Monsieur le greffier,

Voici mon mémoire au Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles.

J'ai inventé un dispositif permettant d'économiser l'énergie, notamment un «REGISTRE AUTOMATIQUE DE CHEMINÉE» qui peut être monté sur les chaudières à gaz.

Lors d'essais avec un prototype, j'ai constaté une économie de combustible de 17 p. 100. En retenant une consommation de gaz moyenne de 130 MCF (1 MCF = 1 000 pieds cubes de gaz) à un coût moyen de 6,45 le MCF, on réalise une économie de 17 p. 100 se chiffrant à 142,54 \$ par ménage; on me dit que 3,8 millions de ménages pourraient utiliser ce dispositif et l'économie, à l'échelle nationale, se chiffre donc à 541,6 millions de dollars par année, au minimum, en retenant les prix actuels.

Mon dispositif pourrait également être utilisé avec des calorifères au mazout et j'estime que l'économie ainsi réalisée serait de l'ordre de 9 p. 100.

Ces économies d'énergie ne correspondraient-elles par à la découverte de nouvelles réserves, qui seraient en fait égales à un gisement de gaz offrant un potentiel de 84 millions MCF par année, sans avoir à faire de travaux d'exploration coûteux.

Compte tenu de l'activité commerciale accrue, des emplois créés pour fabriquer le dispositif et ses composantes, et en retenant un coût de fabrication estimé à moins de 50,00 \$, ce dispositif devrait sûrement être considéré prioritaire au niveau du développement, et, comme incitation à la population à conserver nos approvisionnements énergétiques précieux, il devrait sûrement être inclus dans le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes.

Veuillez agréer, monsieur le greffier, l'expression de mes sentiments distingués.

David Grant



## APPENDIX "ENR-150"

March 26, 1984

Clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources,  
The Senate, K1A 0A4

Attention: Clerk of the Committee,

Since 1972 I have tried to persuade municipal governments to stop land filling all materials that could be used in programs for E.F.W. projects.

Several provincial programs have been sent to Mr. W. R. Balfour, Manager Municipal Section Waste Management Branch and to Mr. Osie Villeneuve, M.P.P., Chairman of the Standing Committee on Resources Development, Ontario. A proposal was forwarded to Mr. Keith Norton in regard to grinding, storage and utilization of all high energy wastes. Recently a large fire at a tire storage area in the U.S.A., caused an environmental problem. One of my programs would reduce this risk to a minimum.

Enclosed is one proposal and my reasons for suggesting one of this magnitude.

E. A. Hauck  
645 Hidden Valley Road  
Kitchener, Ontario  
N2G 3W5

April 17, 1984

clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources,  
The Senate, K1A 0A4

Attention: *Clerk of the Committee*

Letter of March 26, 1984 and further communications in regard to the direction we should proceed. Attached review.

It is my opinion that we should provide incentives for waste material energy recovery and not depend on the petroleum industry for energy security alone, as with Nuclear Plants for Hydro.

Sometimes it takes a layman's approach to a very complex and rather conceptual problem.

I believe we should have a mix of energy producing concepts and never allow ourselves to become dependent on one particular source.

Funds should be allotted the same as for the NEP for installation of EFW units where there are M.O.E. concerns.

## APPENDICE «ERN-150»

Le 26 mars 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles,  
Le Sénat K1A 0A4

Aux soins du greffier du Comité

Depuis 1972, j'ai essayé de persuader les gouvernements municipaux de cesser d'enfouir tous les matériaux susceptibles d'être utilisés dans des programmes de projets /E.F.W.).

Plusieurs programmes provinciaux ont été communiqués à M. W.R. Balfour, Administrateur de la Direction de la gestion des déchets, Section municipale, ainsi qu'à M. Osie Villeneuve, député, Président du Comité permanent de la mise en valeur des ressources, de l'Ontario. Une proposition a été acheminée à M. Keith Norton, relativement au broyage, au stockage et à l'utilisation de tous les déchets à haute teneur énergétique. Récemment, un gros incendie dans une aire de stockage de pneus, aux États-Unis, a causé un problème environnemental. L'un de mes programmes permettrait de minimiser ce risque.

Vous trouverez sous ce pli une proposition ainsi que les motifs justifiant un projet de cette envergure.

E. A. Hauck  
645, Hidden Valley Road  
Kitchener (Ontario)  
N2G 3W5

Le 17 avril 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles,  
Le Sénat, K1A 0A4

Aux soins du *greffier du Comité*

Lettre du 26 mars 1984 et communications supplémentaires concernant l'orientation à suivre. Revue ci-jointe.

J'estime que nous devrions offrir des encouragements pour la récupération de l'énergie à partir des déchets et non pas dépendre uniquement de l'industrie pétrolière et des centrales nucléaires et hydro-électriques pour assurer la sécurité énergétique.

Il faut quelquefois adopter la perspective de l'homme ordinaire pour aborder un problème très complexe et plutôt théorique.

Je crois que nous devrions avoir un mélange équilibré de formes de production d'énergie et ne jamais devenir captifs d'une source spécifique.

Des crédits devraient être prévus, tout comme dans le PÉN, pour l'installation d'unités E.F.W., là où se manifestent des préoccupations d'ordre environnemental.

Yours sincerely,

Mr. E. A. Hauck  
645 Hidden Valley Road  
Kitchener, Ontario  
N2G 3W5

Veillez agréer, monsieur le greffier, l'expression de mes sentiments distingués.

M. E. A. Hauck  
645, Hidden Valley Road  
Kitchener (Ontario)  
N2G 3W5

April 17, 1984

Le 17 avril 1984

Mr. Gerold H. Thompson P. Eng.  
Secretary, Waste Management Advisory Committee  
The Regional Municipality of Waterloo  
7th floor, Marsland Centre  
20 Erb Street West  
Waterloo, Ontario  
N2J 4G7

Subject: *Stage I Draft Report*

Explanation:

First, the report seems to be comprehensive. Secondly, since Maclarins Engineers Inc., have both more information and the skills I am in no position to quarrel with the report.

However, we must face the facts that the Waterloo site is under apprehension and should be the first priority. Also the Cambridge site could be the most costly to rectify.

Second, not enough expertise has been generated towards in plant reduction and acculturation between industries. Industries roll towards reduction, reuse, recycling must be promoted (P.P.I.)

Recommendations:

1. Priority, Waterloo Site, (MOE-Hydrogeology)

2. Industries roll

3. Long term programs

Long term programs must be a blend of EFW units and secure landfill operations.

There are three reasons for this

- (a) Ground Water Contamination
- (b) High Costs and lack of sites (new and old)

(c) Sewage, Sludge and hazard waste disposal utilization to energy recovery.

Industrial malls and parks could be supplied with steam or electricity from these units. Developers could be interested and might provide funds.

Summary:

The Waterloo Region is unique because it has a good blend of large industry producing wastes. This unique situation is ideal for a proper blend of EFW units and land fill sites. It is

M. Gerold H. Thompson, Ing. P.  
Secrétaire, Comité consultatif de la gestion des déchets  
Municipalité régionale de Waterloo  
7<sup>e</sup> étage, Centre Marsland  
20 ouest, rue Erb  
Waterloo (Ontario)  
N2J 4G7

Objet: *Phase I, Projet de rapport*

Explication:

Tout d'abord, le rapport semble complet. Deuxièmement, comme la Maclarins Engineers Inc. semble mieux renseignée et plus compétente que moi, je peux difficilement contester ce rapport.

Il faut toutefois admettre que l'emplacement de Waterloo suscite des inquiétudes et devrait recevoir la première priorité. L'emplacement de Cambridge pourrait également s'avérer le plus coûteux à corriger.

Deuxièmement, on n'a pas généré une expertise suffisante au niveau de la réduction des déchets dans les installations et des échanges entre les industries. Il faut promouvoir dans l'industrie la réduction des déchets ainsi que la réutilisation et le recyclage des matières.

Recommandations:

1. Priorité, Emplacement de Waterloo (MOE-Hydrogéologie)

2. Promotion dans l'industrie

3. Programmes à long terme

Les programmes à long terme doivent comprendre un mélange d'unités EFW et d'activités d'enfouissement sûres.

Ceci s'explique pour trois motifs:

- a) Contamination des eaux souterraines
- b) Coûts élevés et manque d'emplacements (nouveaux et anciens)
- c) Récupération de l'énergie contenue dans les eaux usées, les boues et les matières dangereuses évacuées.

Les places et les parcs industriels pourraient être alimentés en vapeur ou en électricité, grâce à ces unités. Certains promoteurs pourraient être intéressés et fournir des crédits.

Résumé:

La région de Waterloo est unique du fait qu'elle possède un bon éventail de grandes industries générant des résidus. Cette situation unique est idéale pour permettre une intégration

centrally located for the development of further industries and with the new Hydro lines could be even greater.

In my opinion EFW units that could burn Wastes, Sludges and even Sewage should be fully investigated for this area i.e. Elmira

Yours sincerely,

Mr. E. A. Hauck  
645 Hidden Valley Road  
Kitchener, Ontario  
N2G 3W5

appropriée d'unités EFW et de terrains d'enfouissement. Comme sa situation est centrale, elle peut permettre le développement d'autres industries, et les nouvelles lignes d'électricité constituent un avantage supplémentaire à cet égard.

A mon avis, on devrait étudier à fond la possibilité d'établir dans cette région, i.e. Elmira, des unités EFW qui pourraient brûler des ordures, des boues et même des eaux usées.

Veuillez agréer, monsieur Thompson, l'expression de mes sentiments distingués.

M. E. A. Hauck  
645, Hidden Valley Road  
Kitchener (Ontario)  
N2G 3W5



## APPENDIX "ENR-15P"

## FRONTPIECE

## Thoughts on a Canadian Energy Program

To achieve energy self-sufficiency in Canada, the people and the governments must unite to create a climate of involvement, concern and general interest, which through an understanding of the vast complexity of Canada and the equal complexity of energy in the many forms, encourages and stimulates the development of credible and acceptable programs which result in strong corporate organizations with the necessary skills, capital, integrity, drive and vision to explore, plan, develop and service energy and power processes and functions, which are related to the richly-endowed variety of Canada's natural resources in coal, oil, gas, hydro, nuclear, thermal and other forms of energy.

*There can be no "one-window" viewpoint.*

Quite bluntly, we must develop a unique form of enterprise which has multi-strategies, multi-skills, multi-objectives, and the required stability, encouragement and confidence to get on with the job.

The energy problems can only be met and resolved in the long term concept.

S. J. Hunter, P. Eng.  
6476 Churchill Street,  
Vancouver B.C.  
V6M 3H9

## SUMMARY

## A. General and Broad Scenario of Canada

1. Land—Water Area
2. Physical Relief and Climate
3. Economics
4. Energy Relationships and Relative Importance

## B. Energy Philosophies and Policies

1. Political
2. Physical Reserves and Resources
3. Policies
4. Historical and Present Trends
5. Future Trends

## C. New Forms of Private and Public Energy Firms and Companies

1. Stimulus
2. Objectives and Goals
3. Financing
4. Priorities

## GENERAL DIALOGUE AND REVIEW

Canada

Size

(a) Dimensions

## APPENDICE «ERN-15P»

## PAGE COUVERTURE

## Réflexion sur un Programme énergétique canadien

Dans le but de réaliser l'autosuffisance énergétique au Canada, la population et les gouvernements doivent s'unir pour créer un climat de participation et d'intérêt général, qui, par une compréhension de la grande complexité du Canada et de la question énergétique sous ses nombreuses formes, encouragera et stimulera le développement de programmes crédibles et acceptables qui se traduiront par des entreprises fortes possédant les capacités, le capital, l'intégrité, le dynamisme et la vision nécessaires pour explorer, prévoir, développer et desservir les procédés et les fonctions énergétiques reliés à la grande variété des ressources naturelles dont dispose le Canada, sous forme de charbon, de pétrole, de gaz, d'énergie hydraulique, nucléaire, thermique et autres.

*Il ne peut y avoir de perspective à «guichet unique».*

En gros, il nous faut mettre au point une forme d'entreprise unique disposant de stratégies multiples, d'habiletés multiples, d'objectifs multiples, et ayant la stabilité, le soutien et la confiance nécessaires pour aller de l'avant.

Les problèmes énergétiques ne peuvent être abordés et résolus que dans une perspective à long terme.

S. J. Hunter, Ing. P.  
6476, rue Churchill  
Vancouver (C.-B.)  
V6M 3H9

## RÉSUMÉ

## A. Un profil général et vaste du Canada

1. Territoire—terre et eau
2. Relief physique et climat
3. Économie
4. Relations énergétiques et importance relative

## B. Orientations et politiques énergétiques

1. Politique
2. Réserves physiques et ressources
3. Orientations
4. Tendances historiques et actuelles
5. Tendances prévisibles

## C. Nouvelles formes d'entreprises et de sociétés privées et publiques dans le domaine de l'énergie.

1. Stimuli
2. Objectifs et buts
3. Financement
4. Priorités

## DIALOGUE GÉNÉRAL ET REVUE

Canada

Importance

a) Dimensions

2,800 miles on an East-West axis

2,500 miles on a North-South axis

(b) Area

7,000,000 square miles of *land* and *water*

2 800 milles dans un axe est-ouest

2 500 milles dans un axe nord-sud

b) superficie

7 000 000 milles carrés de *terre* et *d'eau*

*Composition*

Approximately 2/3 (or 67%) *land*,

1/3 *water* (— 33%).

*Composition*

Environ 2/3 (ou 67 p. 100) de *terre*,

1/3 *d'eau* (— 33 p. 100).

*Physical Relief*

Barricades of north-south mountain ranges on the Western Coast.

A central, upland, highland plain traversed by north-south lakes and east-west rivers.

Eastern relief bisected by huge water-ways of lakes, inland seas and rivers.

A barren, rocky northland with extended oceans, and interspersed island chains amongst the Arctic Ocean.

The south boundary is the politically established 49th parallel of latitude.

*Relief physique*

Barricades de chaînes de montagne dans un axe nord-sud, sur la côte Ouest.

Une plaine élevée centrale traversée par des lacs orientés nord-sud et des rivières orientées est-ouest.

Dans l'Est, le relief est traversé par d'importantes voies d'eau constituées de lacs, de mers intérieures et de rivières.

Un territoire septentrional dépouillé et rocailleux, comportant d'importants océans, et des chaînes d'îles dispersées dans l'océan arctique.

La limite sud est constituée par le 49<sup>e</sup> parallèle de latitude, établi par la voie politique.

*Climate*

The climate ranges across northern extremes, but mainly continental to Sub-Arctic to Polar.

*Climat*

Le climat varie entre les extrêmes propres au Nord, mais surtout de continental à sous-arctique et polaire.

*Geology*

(a) Character

The landform character of Canada ranges from west to east from alpine mountain, to central sedimentary cover, to eastern Laurentian Shield.

(b) Form

Essentially, the rocks types involve piled up mountains of igneous rocks and metamorphic rock on the west, a central core of sediments, and an eastern assembly of ancient Pre-Cambrian-paleozoic sediments.

*Géologie*

a) Caractère

Le caractère du territoire canadien varie d'ouest en est, et passe de montagneux alpin, à une couverture sédimentaire centrale, et au Bouclier Laurentien de l'Est.

b) Forme

Essentiellement, les types de roches comprennent des montagnes accumulées de roches ignées et métamorphiques dans l'Ouest, un cœur central de sédiments et un assemblage de sédiments anciens pré-cambriens-paléozoïques dans l'est.

*Economy*

The basic economy over the land area of Canada involves the following:—

(a) a major area of forestry related industry comprising lumber, pulpwood, paper and plywood,

(b) a major area of agriculture with extensive grain farms, cattle farms, dairy farms,

(c) a major area of arctic vegetation related only to fishing, hunting, some forestry and primitive agriculture,

(d) a minimal area of manufacturing and commerce,

(e) a major geological area with vast mineral-metal production capability,

(f) a major and vast area of fresh waterways and coastal oceans with fishing and other potential.

*Économie*

L'économie de base du territoire canadien comprend les éléments suivants:

a) un important territoire faisant l'objet d'une exploitation forestière reliée à l'industrie, notamment à celles du bois d'œuvre, des pâtes et papier et du contre-plaqué;

b) un important territoire faisant l'objet d'une exploitation agricole, où l'on trouve d'importantes cultures de céréales, parcs d'élevage et exploitations laitières;

c) un important territoire arctique utilisé uniquement à des fins de pêche et de chasse et faisant l'objet d'une légère exploitation forestière et agricole primitive;

d) un territoire réduit utilisé à des fins manufacturières et commerciales;

e) un important territoire géologique offrant un vaste potentiel de production de minéraux et de métaux;

f) un grand et vaste domaine d'eaux douces et d'eaux côtières offrant un potentiel pour la pêche ainsi que d'autres possibilités.

### Population

A sparse population of 26,000,000 or a ratio of nearly 4 people per square miles of land and water.

### An Over-view of Canadian Scenario:—

- (a) an abundance of land-mass and natural resources,
- (b) a meagre population spread laterally across a narrow segment along south boundary,
- (c) a country and people dependent upon external trade, hence transport and logistics, and hence cheap energy or power.

(d) The core of our scenario is ability to compete for external markets, i.e. costs, and these are closely linked with the complexity of our land-water mass, and hence our logistics. There are many factors involved in costs, however, one of the basics is energy supply and costs of same as it effects costs of production and transport.

(e) The political fact of life is *survival* of our people and country, and at a progressive standard of living, which promotes progress, developments, challenge, happiness.

(f) The basics of our survival scenario are intertwined amongst the following:—

1. raw materials — abundant,
2. rainfall and water — abundant,
3. skilled labour — nominal supply only,
4. transport and logistics — costly,
5. technology — competitive,
6. markets — competitive,
7. energy — abundant but costly,
8. food supplies — abundant but increasingly costly.

(g) The common thread throughout our survival scenario is energy and in its many forms.

### Philosophies and Policies

There are two key areas which must be considered in addressing our survival scenario re energy:—

- (A) Political
- (B) Physical Resources Assessment and Developments.

#### A. Political Philosophy

The idea herein is to assure controlled and available supplies and forms of energy at reasonable cost and price in order to stimulate broad development and diversification based upon security, reserves, useage, distribution.

The idea of a National Energy Program and National Energy Policies is constructive, however, it cannot be purely encompassed in Regulatory approvals, and it must address the basic realities of our geographical-economic-philosophical circumstance to invoke:—

1. consumption,
2. cost,
3. price,

### Population

Une population peu dense de 26 000 000 de personnes, soit quatre personnes par mille carré de terre et d'eau.

### Une vue d'ensemble de la situation canadienne

- a) une abondance de territoire et de ressources naturelles;
- b) une maigre population répartie latéralement sur une bande étroite longeant la frontière méridionale;
- c) un pays et une population qui dépendent du commerce extérieur, et partant, des transports et de la logistique, et, par conséquent, d'énergie bon marché.

d) Au cœur de notre contexte propre, on retrouve la capacité de pouvoir concurrencer sur les marchés extérieurs, i.e. le facteur *coûts*, ceux-ci étant étroitement liés à la complexité de notre masse terre-eau, et partant, à notre logistique. Les coûts comportent toutefois plusieurs éléments, dont l'un des principaux est le coût de l'approvisionnement énergétique et son influence sur les frais de production et de transport.

e) La réalité politique est la *survie* de notre population et de notre pays, et ce, en améliorant progressivement le niveau de vie de façon à promouvoir l'avancement, le développement, les défis et le bonheur.

f) La base de notre stratégie de survie comporte les divers éléments suivants:

1. matières brutes — abondantes
2. précipitations et eau: abondantes
3. main-d'œuvre spécialisée: approvisionnement nominal seulement
4. transports et logistique: coûteux
5. technologie: concurrentielle
6. marchés: concurrentiels
7. énergie: abondante mais coûteuse
8. approvisionnements alimentaires: abondants mais de plus en plus coûteux.

g) L'élément commun de toute notre stratégie de survie est l'énergie sous ses nombreuses formes.

### Orientations et politiques

Deux domaines clés doivent être envisagés lorsqu'il s'agit d'envisager notre stratégie de survie sur le plan de l'énergie:

- A) Politique
- B) Évaluation et mise en valeur des ressources physiques

#### A. Orientation politique

Il s'agit ici d'assurer un approvisionnement sûr et des formes d'énergie à un coût et à un prix raisonnables afin de stimuler le développement général et la diversification basée sur la sécurité, les réserves, l'utilisation et la distribution.

L'idée d'un Programme énergétique national et de politiques énergétiques nationales est positive; ce projet ne peut toutefois se limiter à des autorisations réglementaires et il doit refléter les réalités fondamentales de notre contexte géographique-économique-philosophique et tenir compte des aspects suivants:

1. consommation
2. coût
3. prix



4. forms of energy,
5. technology,
6. research and development,
7. industrial trends,
8. economics of short term,
9. economics of long term,
10. population distribution,
11. transportation,
12. distribution,
13. international inter-dependence,
14. trade patterns and markets,
15. products — primary and secondary,
16. petro chemicals,
17. jobs creation,
18. capital demands,
19. environmental impacts,
20. minimum wastage and maximum efficiency,
21. by-products — i.e. sulphur, gas, kerosene, plastics, etc.,
22. regional equalization and benefits,
23. science and technology.

4. formes d'énergie
5. technologie
6. recherche et développement
7. tendances industrielles
8. économique du court terme
9. économique du long terme
10. répartition de la population
11. transports
12. distribution
13. interdépendance internationale
14. profils commerciaux et marchés
15. produits primaires et secondaires
16. produits pétrochimiques
17. création d'emplois
18. demandes de capital
19. incidences environnementales
20. gaspillage minimum et rendement maximum
21. sous-produits, i.e. soufre, gaz, kérosène, plastiques, etc.,
22. péréquation et avantages régionaux
23. science et technologie.

#### B. Physical Resources Assessment

Potential for energy supply and development in the *land water* area of Canada invokes the following sources:—

1. coal,
2. hydro-electric,
3. petroleum,
4. gas,
5. nuclear,
6. solar,
7. tidal,
8. hydrogen,
9. science and technology in other forms

—thermal-wind-physical relief.

(a) Reserves: at the present time, Canada has substantial reserves of the following with the potential to increase these reserves over the next century—

- coal—varied and abundant,
- petroleum—varied but costly,
- gas—varied and abundant,
- uranium—varied and abundant,
- hydro-electric—a relatively untouched potential,
- other forms—available but competitive.

#### (b) Trends and Past Experience

Historically, Canada has emphasized wastage of energy based upon utilization of the internal combustion engine, and cheapness of imports of petroleum especially from third world areas such as Venezuela and Arabic States.

Present day realities indicates that we cannot place our survival and economic wellbeing further enmeshed in either technology or import supply.

#### B. Évaluation des ressources physiques

Le potentiel au niveau de l'approvisionnement et de la mise en valeur des ressources énergétiques du territoire *terre-eau* du Canada, comporte les sources suivantes:

1. charbon
2. hydro-électricité
3. pétrole
4. gaz
5. énergie nucléaire
6. énergie solaire
7. énergie marémotrice
8. hydrogène
9. science et technologie dans d'autres domaines

—thermique éolienne—relief physique

a) Réserves: à l'heure actuelle, le Canada dispose de réserves importantes dans les domaines suivants et il pourra accroître ces réserves durant le prochain siècle:

- charbon: ressources variées et abondantes,
- pétrole: ressources variées mais coûteuses,
- gaz: ressources variées et abondantes,
- uranium: ressources variées et abondantes,
- hydro-électricité: potentiel relativement vierge
- autres formes: disponibles mais doivent être concurrentielles.

#### b) Tendances historiques et actuelles

Par le passé, le Canada a encouragé le gaspillage de l'énergie, causé par l'utilisation du moteur à combustion interne et par le faible coût du pétrole importé, tout particulièrement de régions du Tiers monde comme le Vénézuéla et les pays arabes.

Les réalités actuelles indiquent que nous ne pouvons laisser notre survie et notre bien-être économique dépendre davantage de la technologie ou des approvisionnements importés.

Nor can we have all of our eggs in one basket—i.e. oil.

### Policies

Canada must have *long-term* and *studied* and *evaluated* and *flexible* national policies in place which are based upon acceptable and reliable understanding and knowledge of the following parameters:—

1. reserves,
2. operational costs,
3. capital costs,
4. utilization,
5. security,
6. science and technology,
7. distribution,
8. common benefits,
9. regulatory goals and objectives,
10. flexibility.

### Present Trends

The present policy appears to embrace a “one-window” philosophy namely, oil and gas developments, and encouraged mainly by tax-initiatives—indirectly by the Frontier Oil Tax Write-offs—and more directly, a policy of national petroleum company growth based upon additional taxes on oil and gas products which are sold by all agencies and companies.

There is not a secure nor confident nor cost effective result in the “one-window” approach. It is simply not flexible considering our vastness of land-water area, our climate, our geography, nor our varied economy.

### Future Trends and Developments

A. Governments must attempt to effect the following:—

- stimulation—not ownership,
- direction—not control,
- guidance—not restriction.

B. By diligent application of tax initiatives, direct subsidy, regulatory over-view, technology research,—much more emphasis can be placed upon the following:—

1. hydro-electric developments,
2. coal-energy developments,
3. oil and gas developments,
4. nuclear developments,
5. others.

#### C. Inter-Related Programs

1. electrical grid—inter provincial,
2. pipelines—inter provincial,
3. transportation improvements,
4. conservation stimulus,

Et nous ne pouvons non plus nous permettre de mettre tous nos œufs dans le même panier, i.e. le pétrole.

### Orientations

Le Canada doit disposer de politiques nationales à long terme, réfléchies, évaluées et souples, basées sur une compréhension et une connaissance acceptables et fiables des paramètres suivants:

1. réserves,
2. frais d'exploitation,
3. frais d'immobilisations,
4. utilisation,
5. sécurité,
6. science et technologie,
7. distribution,
8. avantage communs,
9. buts et objectifs réglementaires,
10. souplesse.

### Tendances actuelles

La politique actuelle semble avoir retenu une démarche à «guichet unique», c'est-à-dire la mise en valeur du pétrole et du gaz, encouragée principalement par des encouragements d'ordre fiscal—, indirectement par les dégrèvements fiscaux pour le pétrole pionnier—et plus directement, par une politique favorisant le développement des sociétés pétrolières nationales en imposant des taxes additionnelles sur les produits pétroliers et gaziers vendus par toutes les agences et par toutes les sociétés.

La démarche à «guichet unique» ne donne pas de résultats fiables, ou économiques. Il s'agit d'une démarche qui manque de souplesse compte tenu de l'importance de notre territoire, de notre climat, de notre géographie et de notre économie variée.

### Tendances et développements éventuels

A. Les gouvernements doivent tenter de prendre les mesures suivantes:

- stimulation: et non pas propriété,
- direction: et non pas maîtrise,
- orientation: et non pas restriction.

B. Par une application diligente des initiatives fiscales, des subventions directes, de la réglementation générale, de la recherche technologique, on peut accorder plus d'importance aux domaines suivants:

1. mise en valeur du potentiel hydro-électrique,
2. mise en valeur du potentiel houiller,
3. mise en valeur du pétrole et du gaz,
4. mise en valeur de l'énergie nucléaire,
5. autres.

#### C. Programmes inter-reliés

1. réseau d'électricité: interprovincial,
2. pipe-lines: interprovinciaux,
3. amélioration des transports,
4. encouragement de l'économie d'énergie,

5. industrial and private dwelling construction standards—in so far as energy is concerned,

6. industrial use and applications.

#### D. Revenues and Revenue Initiatives to Raise Funds

1. taxes or tax benefits,

2. energy bonds,

3. private and public capital.

#### E. New Forms of Private and Public Energy Companies

Much stimulus is required herein to encourage:—

risk investment,

diversification,

attraction and development of new skills,

formation of capital,

growth,

stability,

integrity of effort and policy,

cost effectiveness,

relationships to public concerns,

public involvement.

A review of the utilities is required to assess their services, costs, goals and capabilities.

Objectively, the governments must press for development of 4 to 6 substantial forms of companies which, like the banks and insurance companies, can develop energy initiatives in a climate of competition, regulation, profit, revenue, public acceptance and support, ability to raise financing, tax benefits and incentives, but keyed into a National Viewpoint of:—

stability of supply,

stability of distribution,

stability of marketing,

stability of cost and price structure,

stability of varied sources and developments.

Such forms of companies must venture into oil and gas, coal, uranium, hydro-electric, and other forms, and have developments in up-stream and down-stream areas to service the energy needs of the whole country.

The priorities must be set by government.

The end point of such venture organizations is to blend all available funds, enterprise, initiatives, technology, public and private concerns and interest into a national self-sufficiency for all forms of energy.

5. bâtiments industriels et privés normes de construction—dans la mesure où elles s'appliquent à l'énergie

6. utilisation et applications industrielles.

#### D. Recettes et initiatives visant à générer des fonds

1. taxes ou avantages fiscaux,

2. obligations énergétiques,

3. capital privé et public.

#### E. Nouvelles formes d'entreprises énergétiques privées et publiques

Un stimulant important est requis pour encourager:

les investissements de risques,

la diversification,

l'attrait et le développement de nouvelles compétences,

la formation de capital,

la croissance,

la stabilité,

l'intégrité des efforts et des politiques,

l'efficacité au niveau des coûts,

les relations avec les préoccupations publiques,

la participation du public.

Une revue des entreprises d'utilité publique s'impose pour en évaluer les services, les coûts, les objectifs et les capacités.

Objectivement, les gouvernements doivent exercer des pressions pour permettre le développement de 4 à 6 grandes entreprises qui, tout comme les banques et les sociétés d'assurances, pourront prendre des initiatives reliées à l'énergie dans un contexte de concurrence, de réglementation, de rentabilité, d'acceptation et de soutien public, de capacité de lever des fonds et de profiter des avantages et des stimulants fiscaux, mais visant, dans une perspective nationale, à assurer:

la stabilité de l'approvisionnement,

la stabilité de la distribution,

la stabilité de la commercialisation,

la stabilité de la structure des coûts et des prix,

la stabilité des diverses sources et des divers développements.

Ces formes de sociétés devront lancer des entreprises dans les domaines du pétrole et du gaz, du charbon, de l'uranium, de l'hydro-électricité et d'autres formes énergétiques et faire des développements dans des secteurs en amont et en aval pour répondre aux besoins en énergie de tout le pays.

Le gouvernement doit fixer des priorités.

Ces entreprises devraient chercher à harmoniser les fonds disponibles, les entreprises, les initiatives, les technologies, les préoccupations et intérêts publics et privés, pour réaliser l'autosuffisance nationale au niveau de toutes les formes d'énergie.



## APPENDIX "ENR-15Q"

March 30, 1984

Clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources,  
The Senate, K1A 0A4

Dear Sir or Madam,

In directing the National Energy Policy responsibly, I would like to see:

1. Reinforce the back-in provision to allow the Federal Government to claim on our behalf 25 percent of petroleum discoveries.
2. Continued ships from foreign or multi-national to Canadian ownership to prevent the outflow of profits, or at least to reduce it through mechanisms such as PIPS:

## AT THE SAME TIME—

3. Shift our research emphasis to fully-renewable resources such as wind, solar and tidal power and away from nuclear.

4. Insist that resource extractors preserve or restore the natural environment as an integral operating cost.

5. Expand labour-intensive schemes like the CHIP grants to reduce energy needs.

6. Ban the sale of cars using leaded gasoline giving a cut-off date of, say, three years notice at the most, because this modification does not require that much lead time (no pun meant!), meanwhile reducing the lead content in Canadian gasoline to *below* that marketed in the U.S.

7. As an incentive, allow an income tax credit to those who own four-cylinder vehicles, rather than six or eight.

8. Promote research and use of biological methods of pest-control, to improve the quality of our air and water.

9. Beware of form-letters or obviously orchestrated correspondence solicited by parties such as Gulf Canada!

I am writing as the parent of five children, a math/since educator, and school trustee.

Sincerely,

J. E. Kabayama  
2 Bertona St. Unit 34  
Nepean, Ontario,  
K2G 0W2

## APPENDICE «ERN-15Q»

30 mars 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat, K1A 0A4

Monsieur ou Madame,

Dans l'orientation de la politique énergétique nationale, j'aimerais voir ce qui suit:

1. Le renforcement des dispositions de ré-intéressement pour permettre au gouvernement fédéral de revendiquer pour notre compte 25 p. 100 des découvertes de pétrole.
2. Un déplacement soutenu de la participation étrangère ou multinationale en faveur d'une participation canadienne, pour prévenir l'exode des bénéfices ou au moins le réduire, grâce à des mécanismes comme le PEP:

## EN MÊME TEMPS

3. Déplacer l'effort de recherche pour l'axer sur les ressources pleinement renouvelables comme les énergies éolienne, solaire et marémotrice, au détriment de l'énergie nucléaire.

4. Insister pour que les responsables de l'extraction des ressources préservent et restaurent l'environnement naturel, et pour que ces initiatives constituent un coût d'exploitation inhérent aux opérations.

5. Élargir les programmes exigeant beaucoup de main-d'œuvre, notamment le PITRC, afin de réduire les besoins énergétiques.

6. Interdire la vente de voitures utilisant de l'essence au plomb, en précisant un délai de trois ans, tout au plus, puisque cette modification ne nécessite pas un préavis important, tout en réduisant la teneur en plomb de l'essence canadienne *en deça* de celle de l'essence vendue aux États-Unis.

7. En guise de stimulant, accorder un dégrèvement fiscal aux personnes qui possèdent des véhicules à quatre cylindres, au lieu de véhicules à six ou huit cylindres.

8. Promouvoir la recherche et l'utilisation de méthodes biologiques pour maîtriser les parasites, afin d'améliorer la qualité de notre atmosphère et de nos eaux.

9. Méfiez-vous des lettres circulaires ou des lettres manifestement orchestrées sollicitées par des groupes comme Gulf Canada;

Je vous écris à titre de parent de cinq enfants, d'enseignants dans le domaine des sciences et des mathématiques et de commissaire d'école.

Je vous prie d'agréer mes sentiments les plus distingués.

J. E. Kabayama  
2, rue Bertona, Unité 34  
Nepean (Ontario)  
K2G 0W2

## APPENDIX "ENR-15R"

## "TRANSCRIPTION FROM ORIGINAL"

April 24, 1984

Clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources,  
The Senate, K1A 0A4

In response to your question about the Energy Program, we have discouraged people to make employment. We have brought in great machines to mine, lumber, fish and farm. The old striving spirit has been taken out of the working people and mentally and physically they are unable to work. This program has cost the people dearly and whether we like it or not, this program must stop.

Yours sincerely,

Mr. Colin Kennedy  
2386 Loch Lomond Rd.  
Saint John, N.B.  
E2N 1A4

## APPENDICE «ERN-15R»

## «TRANSCRIT DE L'ORIGINAL»

Le 24 avril 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat, K1A 0A4

En réponse à votre question concernant le Programme énergétique, nous avons découragé les gens susceptibles de créer de l'emploi. Nous avons importé de grosses machines pour exploiter les mines et les forêts, pêcher le poisson et exploiter le territoire agricole. L'esprit traditionnel d'entreprise a été extirpé des travailleurs et ils sont mentalement et physiquement incapables de travailler. Ce programme s'est avéré fort coûteux pour la population et, que cela nous plaise ou non, ce programme doit cesser.

Veuillez agréer, monsieur le greffier, l'expression de mes sentiments distingués.

M. Colin Kennedy  
2386, chemin Loch Lomond  
Saint-Jean (N.-B.)  
E2N 1A4

## APPENDIX "ENR-15S"

2 April 1984

Honorable E. A. Hastings,  
Senate,  
Ottawa,  
Ontario.  
K1A 0A4

NEP

Dear Sir,

Events overtake the slow deliberations of committee. Do you know

(i) Canada has been self-sufficient in oil since October 1982?

(ii) The July futures U.S. contracts for No. 2 heating oil is 24 cents Canadian per liter?

(iii) Oil is obtainable from the Alberta tar sands leaving beach-clean sand at \$15/barrel 99½ cents/liter). This was publicly known in January 1982, and there is more oil there than in Saudi Arabia. The oil companies, the energy minister, and the 6½ million AOSTRA committee pretend never to have heard, as they prefer to milk the taxpayer.

(iv) The taxpayer pays 96% of Beaufort exploration costs, which are unnecessary in view of (iii).

(v) Subsidisation of oil prices, calculated on non-arms length import prices, should stop NOW.

(vi) Gas "Toronto gate" prices are wrongly calculated by bureaucrats?

(viii) The CHIP and COSP programs are horribly cost-ineffective and can easily be made 5 to 30 times better?

(viii) Energy exports are Canada's second biggest export earner? From lots of surplus capacity?

(ix) Oil prices are subsidised, and gas supply lines are subsidised. This is nonsense.

The ACTION required to vastly benefit the Canadian public is to

(a) Scrap energy subsidies and let market forces dictate, ensuring that exports are always priced higher than domestic.

(b) Scrap CHIP and COSP or make it 500% to 300% more cost-effective.

(c) Introduce legislation NOW as recommended by Kenneth Carter of Consumer Affairs to break oil company monopolistic practices.

With the above at hand, it is obvious that no long-standing (or sitting!) committee is needed to conclude NOW that the effects of present NEP policy is PERNICIOUS, based as it is on the wrong premise that oil would climb to \$77/barrel (48½ cents/liter).

## APPENDICE «ERN-15S»

Le 2 avril 1984

L'honorable E. A. Hastings  
Sénat  
Ottawa  
(Ontario)  
K1A 0A4

PÉN

Monsieur le sénateur,

Les événements n'attendent pas les lentes délibérations du Comité. Savez-vous

i) que le Canada est autonome sur le plan pétrolier depuis octobre 1982?

ii) que les contrats à terme américains de juillet sur le mazout n° 2 s'établissent à 24 cents canadiens par litre?

iii) qu'on peut tirer du pétrole des sables bitumineux de l'Alberta en laissant derrière un sable de plage propre au prix de 15 \$/le baril (99½ cents/litre)? Ceci était connu du public en janvier 1982, et il y a plus de pétrole à cet endroit qu'en Arabie Saoudite. Les sociétés pétrolières, le ministre de l'Énergie, et le comité «AOSTRA» de 6½ millions prétendent n'en avoir jamais entendu parler, et préfèrent «traire» le contribuable.

iv) Le contribuable paie 96 p. 100 des coûts d'exploration en mer de Beaufort, ce qui n'est pas nécessaire en raison de ce qui a été dit en (iii).

v) On devrait cesser dès maintenant de subventionner le prix du pétrole, établi en fonction du prix du pétrole importé par des personnes qui ne sont pas à l'abri des conflits d'intérêt.

vi) Les prix du gaz «aux limites de Toronto» ne sont-ils pas mal calculés par les bureaucrates?

vii) Les programmes PITRC et PSCP sont terriblement inefficaces au niveau du coût et peuvent facilement être améliorés dans une proportion variant de 5 à 30 fois?

viii) Les exportations d'énergie sont la deuxième principale source d'exportation du Canada? A partir d'une importante capacité excédentaire?

ix) Le prix du pétrole est subventionné et les pipe-lines de gaz sont subventionnés. Il s'agit là d'un non-sens.

Voici les MESURES requises qui profiteraient nettement au public canadien.

a) Supprimer les subventions à l'énergie et laisser les forces du marché déterminer les prix, tout en veillant à ce que le prix des exportations demeure supérieur au prix canadien.

b) Éliminer les programmes PITRC et PSCP ou bien les rendre de 500 p. 100 à 300 p. 100 plus efficaces au niveau des coûts.

c) Adopter maintenant la législation recommandée par M. Kenneth Carter du ministère de la Consommation, pour briser les pratiques monopolistiques des sociétés pétrolières.

Compte tenu de ce qui précède, il est évident qu'on n'a pas besoin de comité permanent pour conclure dès MAINTENANT que, par ses incidences, la politique actuelle du PÉN est PERNICIEUSE, puisqu'elle repose sur la prémisse erronée voulant que le pétrole passe à 77 \$/baril (48½ cents/litre).



I am prepared to appear if this would be helpful, but not like this to result in merely more "deliberation with due concern" rather than rapid ACTION.

Yours very truly,

J. D. Lambert  
JDL/ht

cc. Clerk, Standing Committee on Energy.

Je suis disposé à rencontrer le Comité, si la chose peut être utile, mais je n'aimerais pas que ceci se traduise tout simplement par d'autres «délérations intéressées» au lieu d'INITIATIVES rapides.

Veuillez agréer, monsieur le greffier, l'expression de mes sentiments distingués.

J. D. Lambert  
JDL/ht

cc. Greffier, Comité permanent de l'énergie.

## APPENDIX «ENR-15T»

Standing Senate Committee  
on  
Energy and Natural Resources  
Senate of Canada

Attention: *Chairman, The Honourable Earl A. Hastings*

## Summary:

A Canadian energy minerals geologist, with more than 33 years of work and experience, presents a brief perception of the aims of the National Energy Program. Five significant aspects of the N.E.P. are discussed. The author concludes that the major exploration areas of Canada into which the N.E.P. is forcing its attention will not be financially viable in the near and mid-term. More exploration in the low risk "conventional" areas is required if the objectives of the N.E.P. are to be achieved at an acceptable cost.

## Presentation:

This letter is written to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources on behalf of myself, an ordinary Canadian Citizen, who is concerned with the direction his Federal Government has aimed itself in regard to petroleum energy matters. As an ordinary person, I do not have access to the mountains of relevant data regarding energy statistics available to Corporations and Government. On the other hand, however, I do have 33 years of experience as a geologist employed in exploration for energy minerals. It is within this frame that I address the Committee with the objective of outlining some of the "perceived" aspects of the National Energy Program, as opposed to those features which may have been intended by the authors of the Energy Program.

My view will provide only an outline of some of these concerns with the Energy Program to which I wish to draw attention. I am more concerned, at this stage, with the underlying philosophy rather than statistical results of the Energy Program.

The authors of the Energy Program have based their plans on some major misconceptions. The most important of these are outlined below as follows:

1. They did not recognize that Canada has been "self-sufficient" in petroleum for many years; even before the introduction of the Energy Program.

2. They failed to appreciate the fact that ownership of the petroleum and natural gas resources has always been in Canadian hands, in contrast to the refining and marketing of gasoline derived from the crude oils.

3. The Energy Program assumed that world crude oil prices would escalate continually upward, year after year.

4. The authors thought that the private sector was neither willing nor capable of conducting exploration in the frontier or off-shore areas of Canada.

5. They failed to appreciate the length of time it takes to initiate, conduct, drill, and develop an exploration prospect

## APPENDICE «ERN-15T»

Comité sénatorial permanent  
de  
l'énergie et des ressources naturelles  
Sénat du Canada

Aux soins du *Président, l'honorable Earl A. Hastings*

## Résumé:

Un géologue canadien, spécialiste des minéraux énergétiques, comptant plus de 33 ans de travail et d'expérience, présente une brève perception des objectifs du Programme énergétique national. Cinq aspects significatifs du PÉN sont abordés. L'auteur conclut que les principales régions d'exploration, au Canada, favorisées par le PÉN ne seront pas financièrement viables à court et à moyen termes. Une exploration plus poussée dans les régions «conventionnelles» à faible risque s'impose pour réaliser les objectifs du PÉN à un coût acceptable.

## Présentation:

Cette lettre s'adresse au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles et elle exprime l'opinion d'un citoyen canadien ordinaire, intéressé à l'orientation de son gouvernement fédéral dans le domaine de l'énergie pétrolière. Comme citoyen ordinaire, je n'ai pas accès aux montagnes de données pertinentes concernant la situation énergétique, auxquelles ont accès les sociétés et le gouvernement. Toutefois, j'ai par ailleurs acquis 33 années d'expérience à titre de géologue dans la prospection des minéraux énergétiques. C'est dans ce contexte que je m'adresse au Comité dans le but de préciser certains des aspects «perçus» du Programme énergétique national, par opposition aux fins visées par les auteurs du Programme énergétique.

Je me limiterai à exposer certaines de mes préoccupations concernant le Programme énergétique. Je suis davantage préoccupé, à ce stade, par la philosophie inhérente au Programme que par les résultats statistiques de ce Programme.

Les auteurs du Programme énergétique ont fondé leurs plans sur certaines grandes notions erronées, dont voici les principales:

1. Ils n'ont pas reconnu que le Canada est «autosuffisant» dans le domaine pétrolier depuis plusieurs années, bien avant l'adoption du Programme énergétique.

2. Ils n'ont pas reconnu le fait que la propriété des ressources de pétrole et de gaz naturel a toujours été entre les mains des Canadiens, à l'encontre des activités de raffinage et de commercialisation de l'essence tirée des pétroles bruts.

3. Le Programme énergétique supposait que le prix mondial du pétrole brut continuerait d'augmenter, année après année.

4. Les auteurs du Programme croyaient que le secteur privé n'était ni disposé ni capable de faire des travaux d'exploration dans les régions pionnières du Canada ou au large des côtes.

5. Ils n'ont pas bien tenu compte des délais nécessaires pour entreprendre, diriger, forer et mettre en valeur une

into a producing oil field, and they greatly minimized the amount of work required to complete that task in addition to grossly underestimating the effect the Energy Policy would have on continued exploration and development in "conventional" areas of Canada.

By failing to adequately assess the foregoing, the originators of the Energy Program have misled our Government, and as a result the objectives of the N.E.P. will not be reached at a cost that is acceptable to all Canadians.

Concerning my five main points, please let me enlarge briefly on them, but in reverse order.

Point 5 concerns the time element of explorations. I have some personal experience in this matter. It is exactly 30 years ago this year that I was employed as a field geologist for an oil company investigating the MacKenzie Delta and Beaufort Sea. Since that time, the same company has held land and drilled holes but still has no definite plans to bring their discoveries into production. Think of it in terms of one entire professional career dedicated to an area with no tangible result. Not many companies or governments have that kind of patience.

In 1960 I was involved in the exploration of the Arctic Islands, and here it is, 24 years later, and there is no oil or gas production yet. As a matter of fact, another Branch of the Federal Government will not even allow oil production until certain ongoing environmental studies are concluded. One would question these delays, if oil from the Arctic is seriously needed.

My fourth point concerns the willingness of the private sector to explore in the difficult or remote areas of Canada. Prior to the N.E.P., many companies were involved in these areas but most of them were foreign owned. This was mainly because the Canadian-owned companies did not have the long-term financial base required to suffer 20 or 30 years of non-productive exploration efforts such as I pointed out has happened in the MacKenzie Delta and Arctic Islands.

To put large amounts of taxpayers money directly into areas that Canadian investors would normally avoid is not good stewardship of the public's funds, and in the long run, will eventually undermine the Government's credibility (real or perceived) in the eyes of the general public and industry as well.

There was a time when Alberta was regarded as a "high-risk" area in which to be exploring for oil. It took some bold and innovative, but very competitive steps on behalf of the Provincial Government to simultaneously create and encourage investment as well as getting its "fair share" of the financial rewards. It was not necessary for the Albertans to form their own oil company to see a large oil industry develop in their Province.

perspective d'exploration et en faire un champ pétrolier productif, et ils ont beaucoup minimisé l'importance du travail requis pour compléter cette tâche en plus de sous-estimer grossièrement les incidences de la politique énergétique sur l'exploration et le développement soutenu dans les régions «traditionnelles» du Canada.

Pour n'avoir pas apprécié adéquatement les facteurs énumérés ci-avant, les responsables du Programme énergétique ont mal orienté notre gouvernement, et, en conséquence, les objectifs du PÉN ne seront pas atteints à un coût acceptable par tous les Canadiens.

Je voudrais maintenant élaborer sur ces cinq grandes questions, mais en inversant l'ordre.

La question 5 traite des dimensions temporelles de l'exploration. J'ai acquis une certaine expérience dans ce domaine. Il y a exactement trente ans, j'étais à l'emploi, à titre de géologue sur le terrain, d'une société pétrolière qui étudiait la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Depuis lors, cette même société a détenu des territoires et foré des trous, mais elle n'a pas encore de plan bien arrêté pour exploiter les gisements découverts. Il s'agit de toute une carrière professionnelle consacrée à une région, sans résultat tangible. Les sociétés ou les gouvernements qui ont ce genre de patience ne sont pas nombreuses.

En 1960, j'ai participé à l'exploration des îles de l'Arctique, et me voici, 24 ans plus tard: la production du pétrole ou du gaz n'y a pas encore été entreprise. En fait, une autre Direction du gouvernement fédéral ne permettra même pas l'exploitation du pétrole avant la conclusion de certaines études environnementales en cours. On peut se poser des questions concernant la pertinence de ces délais, si le pétrole de l'Arctique est requis de toute urgence.

La quatrième question traite de la disponibilité du secteur privé à entreprendre des travaux d'exploration dans les régions reculées ou difficiles du Canada. Avant l'adoption du PÉN, plusieurs sociétés effectuaient des travaux dans ces régions, quoique la plupart étaient des sociétés étrangères. Cette situation prévalait parce que les sociétés appartenant à des Canadiens n'avaient pas l'assise financière requise pour soutenir à long terme des travaux d'exploration non-productifs échelonnés sur une vingtaine ou une trentaine d'années, du genre de ceux, déjà mentionnés, entrepris dans le delta du Mackenzie et les îles de l'Arctique.

On ne gère pas de façon avisée les ressources publiques en dépensant d'importantes sommes fournies par les contribuables, directement dans les régions que les investisseurs canadiens éviteraient normalement; à long terme, ce genre d'initiative est susceptible de miner la crédibilité du gouvernement (réelle ou perçue), aux yeux tant du grand public que de l'industrie.

A une époque, l'Alberta était considérée comme une région à «risque élevé» pour prospecter le pétrole. Il a fallu certaines initiatives courageuses et novatrices, mais très concurrentielles, de la part du gouvernement provincial, pour créer et encourager les investissements, simultanément, tout en retirant une «part équitable» de récompenses financières. Les Albertains n'ont pas jugé nécessaire de créer leur propre société pétrolière



Point three deals with world crude oil prices and relevant pricing structures. This is a matter over which the N.E.P. had no control, but there were many indications available to them that oil prices were then unstable. The short term results are obvious, but the long term results of continued low or lower prices mean that those target areas selected by the Government for oil development, such as the offshore areas, may not be economically viable before 1990, or possibly even not ever.

It is worth mentioning that if Governments were to reduce Royalties on heavy oil produced from the Athabasca and other heavy oil deposits, it is possible that oil could be produced in sufficient quantity, and at a low enough price, that the Atlantic offshore oil would never be competitive in price. Further, from a National Security aspect, it is unlikely that Canada could count on the Atlantic production as a replacement for foreign crude.

The problem is made worse by the fact that Petro-Canada has aimed itself mainly at the expensive high risk areas in Canada, and further, that Petro-Canada Assistance Corporation is dealing with many overseas countries that are notoriously unstable and as a result, may not be able to help Canada very much in the future in satisfying its oil requirements.

My second point is obvious. The authors of the Energy Program did not separate the oil and gas industry from the refining business. The Natural Resources are in Provincial ownership, and the private sector, be it foreign or Canadian, is allowed to rent the mineral rights on a competitive basis. The benefits to Canadians have come from bonuses, rentals, and royalties, and at no risk to the owners. Many companies made profits, but a large number did not, and never will.

It is unfortunate that the main part of the refining business became foreign owned in Canada. It seems that Canadians were unwilling in the past to accept the risks in developing gasoline markets in Canada. It will be interesting to see if Petro Canada can be viable in this extremely competitive field of retail marketing without supplementary support from outside (government) sources. All in Canada are aware that under the N.E.P. the price of gasoline at the pump has nearly doubled, and continues to increase, in contrast to declining crude prices.

The first point is that Canada has been able to supply enough oil to satisfy its daily demand for many years. It has, however, not been possible to pipe this oil into all parts of Canada at lower prices than foreign oil. Nevertheless, one of the N.E.P.'s stated basic elements is to be "self-sufficient", which is ambiguous, to say the least.

pour permettre à une importante industrie pétrolière de se développer dans leur province.

La troisième question traite du prix mondial du pétrole brut et des structures de prix pertinentes. Il s'agit là d'une question sur laquelle le PÉN n'a aucune prise, mais les responsables du programme disposaient de plusieurs indices indiquant l'instabilité des prix du pétrole. Les résultats à court terme sont manifestes, mais les résultats à long terme du maintien des prix à un faible niveau ou à un niveau encore plus bas, signifient que les régions cibles choisies par le gouvernement pour la mise en valeur du pétrole, notamment les régions offshore, pourraient fort bien ne pas être économiquement viables avant 1990, ou même ne jamais le devenir.

Mentionnons que si les gouvernements réduisaient les redevances sur le pétrole lourd produit à partir des gisements de l'Athabasca et des autres gisements de pétrole lourd, il est possible que du pétrole puisse être produit en quantité suffisante, et à un prix assez bas, et que le pétrole sous-marin de l'Atlantique ne puisse lui faire concurrence au niveau du prix. De plus, dans une perspective de sécurité nationale, il est peu probable que le Canada puisse compter sur la production de l'Atlantique pour remplacer le brut étranger.

Le problème est aggravé par le fait que Petro-Canada s'est concentrée principalement sur les régions coûteuses à risque élevé, au Canada, qu'elle traite avec plusieurs pays étrangers notoirement instables, ce qui pourrait bien ne pas aider beaucoup le Canada à répondre à ses besoins pétroliers éventuels.

Mon deuxième point est évident. Les auteurs du Programme énergétique n'ont pas fait la distinction entre l'industrie pétrolière et gazière et le commerce du raffinage. Les ressources naturelles relèvent de la compétence provinciale, et l'entreprise privée, qu'elle soit étrangère ou canadienne, est autorisée à louer les droits minéraux, sur une base concurrentielle. Des avantages pour les Canadiens ont été générés par les bonis, les droits de location et les redevances, et ce, sans que les propriétaires courent quelque risque que ce soit. Plusieurs entreprises ont réalisé des bénéfices, mais un grand nombre d'entre elles n'en ont pas réalisé et n'en réaliseront jamais.

Il est malheureux que la plus grande partie du commerce canadien du raffinage soit passée à des mains étrangères. Il semble que les Canadiens ne voulaient pas, par le passé, courir les risques présentés par le développement des marchés de l'essence au Canada. Il sera intéressant de voir si Petro-Canada peut être viable dans ce secteur extrêmement concurrentiel de la vente au détail sans soutien supplémentaire extérieur (gouvernemental). Tous les Canadiens sont bien conscients que, dans le cadre du PÉN, le prix de l'essence à la pompe a presque doublé, et continue d'augmenter, tout à fait à l'inverse de la chute du prix du brut.

J'ai, dans mon premier point, fait valoir que le Canada a pu fournir assez de pétrole pour satisfaire à ses besoins journaliers durant plusieurs années. Il n'a toutefois pas été possible d'acheminer ce pétrole par pipe-line dans toutes les régions du Canada, à un prix inférieur au prix du pétrole étranger. Néanmoins, l'un des éléments fondamentaux avoués du PÉN est «l'autosuffisance», un objectif pour le moins ambigu.

There is certainly a limit to the amount of funds available for petroleum exploration in Canada. The N.E.P. policy has directed exploration into the high risk areas from the lower risk areas. To me it seems that the opposite should be done. That is, the lower risk areas should receive the most exploration attention in order to quickly develop and replace declining oil reserves.

Those areas with proven, oil and gas fields in Canada are in British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, and Ontario. These are the places where the Energy Program should be encouraging exploration the most, in contrast to trying to diminish it. It is folly to suggest that all of the oil has been discovered in these areas. The enormous resource potential of the Athabasca and other heavy oil sands remains untested, and awaits only an encouraging financial environment for development, at little or no risk to Canadians.

This, Mr. Chairman and Members of the Committee, is my summary of some of the perceived aspects of the Energy Program.

I am grateful to the Senate for the opportunity of presenting my views that the Energy Program, in its present form, has resulted in more harm than good to the ordinary Canadian, such as myself.

Yours very truly,

Griffin Vaughn Lloyd

607 Willowbrook Drive S.E.  
Calgary, Alberta T2J 1N6

May 23, 1984.

Il y a sûrement une limite quant à l'importance des crédits disponibles pour l'exploration pétrolière au Canada. La politique du PÉN a orienté l'exploration dans les régions à risque élevé au détriment des régions à faible risque. A mon avis, on devrait faire le contraire: les régions à risque moins grand devraient recevoir la plus grande attention au niveau de la prospection, de façon à pouvoir en entreprendre la mise en valeur rapidement et remplacer les réserves de pétrole déclinantes.

Les régions disposant de gisements pétroliers et gaziers confirmés, au Canada, sont la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario. C'est dans ces régions que le Programme énergétique devrait encourager le plus l'exploration, au lieu d'essayer de l'y réduire. On fait erreur lorsqu'on suggère que tout le pétrole a été découvert dans ces régions. Le potentiel énorme offert par les ressources de l'Athabasca et les autres sables renfermant du pétrole lourd n'a pas été vérifié et n'attend qu'un contexte financier encourageant pour être exploité à peu ou pas de risque pour les Canadiens.

Ceci, Monsieur le Président et honorables membres du Comité, constitue un résumé de certaines de mes perceptions concernant le Programme énergétique.

Je remercie le Sénat de m'avoir fourni cette occasion de lui exprimer mes opinions, à savoir que le Programme énergétique, dans sa forme actuelle, a fait plus de mal que de bien aux citoyens canadiens ordinaires comme moi-même.

Je vous prie d'agréer, messieurs les sénateurs, l'expression de mes sentiments distingués.

Griffin Vaughn Lloyd

607 S.E., Promenade Willowbrook  
Calgary (Alberta)  
T2J 1N6

Le 23 mai 1984



## APPENDIX "ENR-15U"

SUBMISSION  
BY  
THE CITY OF MEDICINE HAT  
ALBERTA  
TO THE  
STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY & NATIONAL RESOURCES

REGARDING THE  
REVIEW OF THE  
NATIONAL ENERGY POLICY

DATE: May 4, 1984

## EXECUTIVE SUMMARY

This submission is dedicated to the description of the City of Medicine Hat as a "unique entity" with respect to Energy and Natural Resources. The basis for this submission then is essentially that the imposition of Energy Taxes on the City of Medicine Hat by the National Energy Program clearly constitutes an oversight by the legislators.

The "Gas City" was founded on the phenomenon of an abundance of inexpensive natural gas. Canadian local ownership, sound management and rational conservation of this natural resource have always been paramount to the City. From an informed and experienced perspective, then, we sincerely support these objectives on a national level.

The design of legislation to pursue these objectives, however, was not conscious of our uniqueness. The impact has been devastating! Energy taxes at one point increased Gas rates to two hundred and forty-three percent (243%) of the City's base rate. Two major greenhouse operations and a large flour mill, both long-time industries of Medicine Hat were forced out of production. In 1983, one of the large fertilizer plants located in the City Closed its doors for six months. These industries have been the backbone of the City's economy. The Energy taxes are proving to be both punitive and destructive to our industrial base.

You call for submissions to assist in the review of the National Energy Program comes at a critical time for Medicine Hat. Remedy must be swift and direct. To this end, we respectfully request two specific amendments to the existing legislation. Firstly, an amendment is required to fully exempt publicly-owned utilities engaged in the production and distribution of electrical energy and natural gas from all forms of energy taxes. This will recognize the unique characteristics of the "Gas City" and foster our common goals. Secondly, an amendment is required to exempt all municipally owned and/or operated buildings and activities from energy taxes when their own resources are used. This will acknowledge the constitutional intent of our founding legislation which prohibits one level of government from taxing another level of government.

## APPENDICE «ERN-15U»

MÉMOIRE DE LA  
VILLE DE MEDICINE HAT  
(ALBERTA)  
AU COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET  
DES RESSOURCES NATURELLES

CONCERNANT LA  
REVUE DE LA  
POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE NATIONALE

DATE: le 4 mai 1984

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

Le présent mémoire fera valoir la spécificité de la ville de Medicine Hat sur le plan de l'énergie et des ressources naturelles. Ce mémoire fait valoir essentiellement que la taxation de la ville de Medicine Hat par l'imposition de taxes sur l'énergie dans le cadre du Programme énergétique national, constitue manifestement une négligence de la part des législateurs.

La «ville du gaz» a été fondée sur une abondance de gaz naturel bon marché. La propriété au niveau local par des Canadiens, la gestion avisée et la conservation ordonnée de cette ressource naturelle ont toujours figuré au premier plan des préoccupations de la ville. À partir d'une perspective éclairée et documentée par l'expérience, nous soutenons ces objectifs à l'échelle nationale.

La conception de la législation visant la poursuite de ces objectifs n'a toutefois pas tenu compte de notre spécificité. Et les répercussions se sont avérées dévastatrices! À un moment donné, les taxes sur l'énergie ont relevé le tarif de base du gaz vendu par la ville de deux cent quarante-trois pour cent (243 p. 100). Deux grandes serres et une importante minoterie, établies depuis longtemps à Medicine Hat, ont cessé la production. En 1983, l'une des grandes usines d'engrais de la ville a fermé ses portes durant six mois. Ces industries étaient l'épine dorsale de l'économie de la ville. Les taxes sur l'énergie s'avèrent punitives et destructives pour notre assise industrielle.

Votre appel de mémoires pour contribuer à la revue du Programme énergétique national arrive à un moment critique pour Medicine Hat. Les remèdes doivent être administrés rapidement et s'avérer efficaces. Nous demandons donc respectueusement deux amendements spécifiques à la législation existante. Tout d'abord, une modification s'impose pour soustraire complètement les entreprises de service public appartenant à des intérêts publics, engagées dans la production et la distribution d'électricité et de gaz naturel, à toutes les formes de taxes sur l'énergie. Ceci reconnaîtra la spécificité de la «ville du gaz» et soutiendra nos objectifs communs. Deuxièmement, un amendement est demandé pour soustraire tous les bâtiments appartenant à la municipalité ou exploités par celle-ci, ainsi que les activités connexes, aux taxes sur l'énergie, lorsqu'ils utilisent leurs propres ressources. Ceci reconnaîtra l'esprit constitutionnel de notre législation habilitante qui empêche un niveau de gouvernement de taxer un autre niveau de gouvernement.



We offer this submission with a sincere belief that the democratic principles to which both of our levels of governments subscribe, are capable of affecting swift and direct amendments to this legislation and permit the continued survival of our municipality.

#### TABLE OF CONTENTS

##### INTRODUCTION

##### HISTORY OF GAS CITY

##### PUBLICLY-OWNED UTILITIES

##### REVIEW OF NATURAL GAS TAXES

##### IMPACT OF NATURAL GAS TAXES

##### MEDICINE HAT & CANADIAN POLICY

##### LEGALITY & FAIRNESS OF TAXATION

##### REMEDIES & AMENDMENTS

##### CONCLUSION

#### HONOURABLE MR. CHAIRMAN AND HONOURABLE MEMBERS:

##### INTRODUCTION

This brief is being presented in response to your request for submissions on the effect of the present National Energy Program. The opportunity to appear before this Standing Senate Committee is most welcome. As you may be aware, the City of Medicine Hat is currently involved with a lawsuit with the Attorney General of Canada. The City has paid the Natural Gas Excise Taxes and the Petroleum and Gas Revenue Taxes *UNDER PROTEST* but is challenging the legality of these taxes being applied to a municipality.

We declare at the outset that the City of Medicine Hat's challenge of the natural gas taxes imposed by the Federal Government is *not* based on any feelings of "Western alienation". Medicine Hat is challenging the taxation on natural gas because we are a unique entity, and because traditionally Medicine Hat's publicly-owned natural gas and electrical utilities have been exempt from corporate, income, production, or sales taxes! Our challenge is strictly a matter of defending our traditional position against what we sincerely believe to have been an oversight by the legislators.

##### HISTORY OF THE GAS CITY

The City of Medicine Hat, with a population of approximately 41,500, is located in Southeastern Alberta in the very arid Palliser's Triangle. Generally the surrounding market area, with a population of approximately 100,000 relies mainly on cattle ranching, dryland farming and some irrigation farming Southwest of the City.

Economically, the City of Medicine Hat owes its existence to two major factors: the establishment of a Canadian Pacific

Nous présentons ce mémoire dans l'espoir sincère que les principes démocratiques auxquels souscrivent nos deux niveaux de gouvernements permettront d'apporter rapidement les amendements nécessaires à cette législation, de façon à permettre la survie de notre municipalité.

#### TABLE DES MATIÈRES

##### INTRODUCTION

##### HISTOIRE DE LA VILLE DU GAZ

##### ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC APPARTENANT À DES INTÉRÊTS PUBLICS

##### REVUE DES TAXES SUR LE GAZ NATUREL

##### RÉPERCUSSIONS DES TAXES SUR LE GAZ NATUREL

##### MEDICINE HAT ET LA POLITIQUE CANADIENNE

##### LÉGALITÉ ET ÉQUITÉ DE LA FISCALITÉ

##### REMÈDES ET MODIFICATIONS

##### CONCLUSION

#### MONSIEUR LE PRÉSIDENT ET HONORABLES MEMBRES DU COMITÉ

##### INTRODUCTION

Ce mémoire vous est présenté suite à votre invitation publique de vous présenter des mémoires sur les incidences du Programme énergétique national en vigueur. Nous sommes très heureux d'avoir l'occasion de rencontrer les membres de ce comité sénatorial permanent. Comme vous le savez peut-être, la ville de Medicine Hat poursuit actuellement le Procureur du Canada devant les tribunaux. La ville a payé les taxes d'accise sur le gaz naturel et les taxes sur les recettes pétrolières et gazières *EN PROTESTANT*, et elle conteste la légalité de ces taxes imposées à une municipalité.

Nous déclarons, dès le départ, que la contestation par la ville de Medicine Hat des taxes sur le gaz naturel imposées par le gouvernement fédéral n'est pas motivée par des sentiments que d'aucuns qualifient souvent «de sentiment d'aliénation de l'Ouest». La ville Medicine Hat conteste la taxation du gaz naturel parce qu'elle est une entité unique et parce que, traditionnellement, les services de gaz naturel et d'électricité appartenant à des intérêts publics de Medicine Hat n'ont jamais fait l'objet de taxes sur les sociétés, sur le revenu, sur la production ou sur les ventes! Notre contestation veut tout simplement défendre notre position traditionnelle contre ce que nous estimons sincèrement être une négligence de la part de législateurs.

##### HISTOIRE DE LA VILLE DU GAZ

La ville de Medicine Hat, qui compte quelque 41 500 habitants, est située dans le sud-est de l'Alberta, dans le très aride triangle Palliser. En général, la région marchande voisine, qui compte une population d'environ 100 000 habitants, dépend principalement de l'élevage du bétail, de l'exploitation agricole des terres sèches et d'une certaine exploitation agricole par irrigation au sud-ouest de la ville.

Sur le plan économique, la ville de Medicine Hat doit son existence à deux grands facteurs: l'établissement d'une colonie

Railway workers' settlement and the early discovery of natural gas.

Medicine Hat established its publicly-owned natural gas utility in 1904 and thus gained a reputation as the "Gas City of the West". In the early years it was common for natural gas street lights to be burning all day long. It was not surprising that the City also used natural gas to generate electricity.

It was not until after World War II that the City graduated from an agricultural and retirement centre to a more diversified economic community. As a matter of fact, until 1956 cheap and plentiful supplies of natural gas and generally cheap utilities attracted only industries such as greenhouses, and ceramics and glass plants which used natural gas for kiln firing and utility heat. In 1956 a relatively major fertilizer plant became Medicine Hat's first user of natural gas as a feedstock in the production of anhydrous ammonia and subsequently in the production of various grades of ammonium nitrate and ammonium phosphate fertilizers.

This first petrochemical industry created a boost in the local economy, but the petrochemical industry was "helped" into existence by the Department of Regional Economic Expansion (DREE) grants of the early 1970's. Through excellent cooperation led by the Federal Government, all levels of government managed to bring Medicine Hat out of its stagnation into one of the most aggressive economic communities in the country. But the heart of this expansion was the dependence on a relatively cheap supply of natural gas, owned and operated by the City of Medicine Hat. If it were not for that factor, Medicine Hat might have survived as a decaying railway centre and a dying agricultural centre.

Of course every community has at least one economic determinant explaining its origin and its survival. Our purpose is to demonstrate the confiscatory effect the natural gas tax has had on our community. If we may draw analogies, natural gas is to Medicine Hat as the fruit industry is to Kelowna, British Columbia; or as the Niagara River and Falls are to the town of Niagara Falls, Ontario; or as nickel is to Thompson, Manitoba; or as the tar sands are to Fort McMurray, Alberta.

We respectfully submit that, if the major economic component of *any* community is taxed at a level doubling its cost in two years, there can be no doubt about the irreparable damage that will follow. It would be an exaggeration to say that Medicine Hat will be reduced to the arid wasteland of the Palliser Triangle, but we are saying that the hope for continued prosperity and growth have been set back by this unprecedented tax on our publicly-owned utilities.

## PUBLICLY OWNED UTILITIES

Our publicly-owned utilities can be outlined as follows:

(a) *Natural Gas Utility*: The City's Gas Utility owns and operates 481 gas wells on some 276,390 acres of land. The majority of the acreage is under crown lease agreements.

d'ouvriers du Canadien pacifique et la découverte hâtive de gaz naturel.

Medicine Hat a mis sur pied son service public de gaz naturel, détenu par des intérêts publics, dès 1904, acquérant ainsi la réputation de «ville du gaz de l'Ouest». Les premières années, les lampadaires de rue alimentés au gaz naturel brûlaient à longueur de journée. Il n'est pas surprenant non plus que la ville ait également utilisé le gaz naturel pour produire de l'électricité.

Ce n'est qu'après la deuxième Grande Guerre que la ville est passée d'un centre d'exploitation agricole et de retraités à une communauté économique plus diversifiée. En fait, jusqu'en 1956, les abondantes réserves de gaz naturel et les services publics habituellement bon marché n'attiraient que des industries comme des serres et des usines de céramique et de verre qui utilisaient le gaz naturel pour chauffer les fours et les installations. En 1956, une usine d'engrais relativement importante devenait le principal consommateur de gaz naturel de Medicine Hat; elle a d'abord utilisé le gaz comme charge d'alimentation pour la production d'ammoniaque anhydre et, par la suite, pour la production de divers types d'engrais à base de nitrate et de phosphate d'ammonium.

La première industrie pétrochimique a provoqué l'essor de l'économie locale, mais l'industrie pétrochimique a vu le jour grâce à l'aide du ministère de l'Expansion économique et régionale (MEÉR), au début des années 1970. Grâce à l'excellente coopération du gouvernement fédéral, tous les niveaux de gouvernement ont uni leurs efforts pour sortir Medicine Hat de son marasme et en faire l'une des communautés les plus dynamiques au pays. Mais tout cet essor reposait sur un approvisionnement en gaz naturel relativement bon marché, appartenant à la ville de Medicine Hat et exploité par celle-ci. Sans ce facteur, Medicine Hat aurait peut-être survécu sous la forme d'un centre ferroviaire et agricole languissant.

Bien entendu, chaque communauté a au moins un élément économique déterminant pour en expliquer l'origine et la survie. Nous voulons démontrer l'effet de confiscation, pour notre communauté, de la taxe sur le gaz naturel. Si nous pouvons faire des analogies, le gaz naturel est à Medicine Hat et que l'industrie fruitière est à Kelowna (C.-B.), ce que la rivière et les chutes Niagara sont à la ville de Niagara Falls (Ontario) ou ce que représente le nickel pour Thompson (Manitoba), ou encore ce que représentent les sables bitumineux, pour Fort McMurray (Alberta).

Nous faisons respectueusement valoir que si la principale composante économique de n'importe quelle communauté fait l'objet d'une taxe qui double en deux ans, cela ne peut que causer des dommages irréparables. On exagérerait en disant que Medicine Hat retournerait au désert du triangle Palliser, mais nous croyons que l'espoir d'une prospérité et d'une croissance soutenues a été assombri par cette taxe sans précédent imposée à nos services publics.

## SERVICES PUBLICS

Voici une description de nos services publics:

a) *Services de gaz naturel*: Le service de gaz de la ville exploite 481 puits de gaz, dont elle est propriétaire, répartis sur un territoire de 276 390 acres. La plus grande partie de



Approximately 2,200 acres are City owned freehold mineral areas. The Gas Utility has continuously owned and operated its gas production, gathering and distribution system since 1904. To supplement gas needed for peak day (cold weather) conditions and for some industrial feedstock, the City entered into several gas purchase agreements with other producers in the period from 1965 to 1980. Total Gas Utility sales have averaged 24.6 billion cubic feet per year since 1978.

(b) *Electric Utility*: The City has owned and operated gas fired electric generators since 1910. The Electric Utility also owns and operates the transmission and distribution system which provides power to all residences, businesses and industries within our designated service area. The power plant has gradually been expanded as the City developed. Present peak capacity is rated at 140 MW. The most recent addition was the installation of two 33 MW gas turbine/generators which operate in "combined-cycle" using waste heat to drive older steam turbines. This was the first utility-owned combined cycle generating plant in Canada. It was officially commissioned just *three* months before the National Energy Program was announced, drastically changing the cost of fuel to the plant.

## REVIEW OF NATURAL GAS TAXES

On October 28, 1980, the Federal Budget outlined two natural gas taxes which had a severe impact on the City and its utility consumers.

The excise tax on natural gas as first announced was to be applied as follows:

November 1, 1980—30¢ per thousand cubic feet (MCF)

July 1, 1981—15¢ per MCF

January 1, 1982—15¢ per MCF

January 1, 1983—15¢ per MCF

The total increase over the next two years was scheduled to be 75¢ per MCF. Based on Medicine Hat's basic residential consumer rate of 42¢ per MCF which had been unchanged from 1977 to Oct. 1980, this tax meant an increase of approximately 180 per cent over the next two years.

The second tax announced with the N.E.P. is referred to as a revenue tax. It was set as eight percent (8%) of net revenue after deducting "lifting" cost from fair market price of natural gas for 1981. Medicine Hat has always sold natural gas to its owner consumers at far below market price: thus we are not sure how the tax will be applied. This revenue tax was increased to 16 per cent in 1982 but later adjusted downward to some producers under certain conditions.

ce territoire est détenu en vertu d'accords de location conclus avec la Couronne. Environ 2 200 acres sont des territoires minéraux en franc alleu appartenant à la municipalité. Le service de gaz a toujours possédé et exploité ses installations de production, de cueillette et de distribution de gaz, depuis 1904. Pour compléter l'approvisionnement de gaz nécessaire les jours de pointe (par temps froid) et pour assurer une charge d'alimentation industrielle, la ville a conclu entre 1965 à 1980 plusieurs accords pour acquérir du gaz d'autres producteurs. Les ventes totales de gaz du service se sont chiffrées en moyenne à 24,6 milliards de pieds cubes par an, depuis 1978.

b) *Service d'électricité*: La ville possède et exploite des génératrices d'électricité alimentées au gaz depuis 1910. Le service possède et exploite également les réseaux de transport et de distribution qui alimentent toutes les résidences, les entreprises commerciales et les industries établies dans le territoire que nous desservons. La capacité de la centrale a été accrue au fur et à mesure que la ville s'est développée. La capacité de pointe actuelle de la centrale s'établit à 140 MW. L'addition la plus récente a été l'installation de deux turbines génératrices à gaz de 33 MW, qui fonctionnent selon un «cycle combiné» en utilisant la chaleur excédentaire pour actionner les turbines à vapeur plus anciennes. Il s'agit de la première centrale canadienne à cycle combiné appartenant à un service public. Cette centrale a été mise en service officiellement à peine trois mois avant que le Programme énergétique national ne soit rendu public, programme qui a modifié de façon draconienne le coût du gaz fourni à la centrale.

## REVUE DES TAXES SUR LE GAZ NATUREL

Le 28 octobre 1980, le budget fédéral précisait deux taxes sur le gaz naturel ayant de graves répercussions pour la municipalité et ses consommateurs de services publics.

La taxe d'accise sur le gaz naturel, telle qu'annoncée, devait s'appliquer comme suit:

le 1<sup>er</sup> novembre 1980: 30¢ le millier de pieds cubes (MCF),

le 1<sup>er</sup> juillet 1981: 15¢ par MCF,

le 1<sup>er</sup> janvier 1982: 15¢ par MCF,

le 1<sup>er</sup> janvier 1983: 15¢ par MCF.

L'augmentation totale, au cours des deux années suivantes, devait être de 75¢ le MCF. En se basant sur le tarif de base imposé au consommateur résidentiel, à Medicine Hat, de 42¢ par MCF, qui était demeuré stable depuis 1977, jusqu'en octobre 1980, cette taxe représentait une hausse d'environ 180 p. 100 pour les deux années suivantes.

La deuxième taxe annoncée dans le PÉN, qualifiée de taxe sur les recettes, était fixée à huit pour cent (8%) des recettes nettes, après «déduction» du coût de «prélèvement», du prix marchand équitable du gaz naturel en 1981. Medicine Hat a toujours vendu le gaz naturel à ses consommateurs propriétaires bien en deça du prix marchand: nous ne savons donc pas trop comment la taxe sera appliquée. Cette taxe sur les recettes a été portée à 16 p. 100 en 1982, pour être ensuite ajustée à la baisse, dans le cas de certains producteurs et dans certaines conditions.



Since the City has not previously been deemed "a tax payer on revenues received", it has taken us over two years with the help of outside consultant accountants and tax experts to reach a position where we are able to file returns, "UNDER PROTEST", on the revenue tax for the years 1981, and 1982. Information packages distributed by Revenue Canada to producers who would be expected to pay the revenue tax were never sent to the City of Medicine Hat.

## IMPACT OF NATURAL GAS TAXES

Over all then, the Federal Government tax will have boosted our residential gas rates from 42¢ per MCF to a peak of \$1.75/MCF before the tax began to be reduced. It is no surprise then to have widows on fixed income selling their homes and being forced into earlier institutionalized living in Old Folks' Homes or apartments. It is no surprise that two greenhouses and one flour mill have gone out of production. One major fertilizer plant was completely closed for 6 months in 1983 and is now only on partial production.

On a broader scale, the City of Medicine Hat has paid over \$45 million dollars in the excise tax alone since the N.E.P. was announced in October 1980. Revenue tax for 1981 and 1982 add another \$2.8 million to this total. To put this into a Medicine Hat perspective, the City of Medicine Hat's total budgeted revenue from all sources for 1980 was \$23 million. Our total revenue from natural gas sales in 1980 was \$7 million.

The tax clearly confiscatory and abnormal. All incentive to establish our citizens and industries as benefactors of a policy of self sufficiency in energy is destroyed. What a horrible commentary on a taxation system, when it would be economically wiser for a publicly-owned utility system to cut off its consumer owners' supplies and export its depleting resources.

## MEDICINE HAT AND CANADIAN POLICY

To compound the damage referred to above, our consumers of electricity have been paying an additional increase on their rates as a result of these taxes. This resulted in electric energy rates at 152 per cent of the City's base rate in February 1982. Furthermore, the City as a Corporation has numerous buildings and operations requiring natural gas and electricity. Most of our budgets for the utility component of operating City facilities have been increased over 130 per cent since 1980. This operating cost increase translates into significant increases in property taxes as a direct result of the gas taxes.

Because the City uses revenues from its gas and electrical utilities to assist the general budget, a further penalty was imposed on our citizens. During the high rates of Excise and

Comme la ville n'était pas auparavant considérée comme «un contribuable dont les recettes étaient imposables», il nous a fallu plus de deux ans, avec le concours de comptables conseils et de spécialistes en fiscalité de l'extérieur pour atteindre une position nous permettant de présenter des rapports d'impôt, «EN PROTESTANT», et de payer la taxe sur les recettes pour les années 1981 et 1982. Les trousseaux de renseignements envoyées par Revenu Canada aux producteurs appelés à payer taxe sur les recettes n'ont jamais été envoyées à la ville de Medicine Hat.

## RÉPERCUSSIONS DES TAXES SUR LE GAZ NATUREL

Ainsi, dans l'ensemble, la taxe du gouvernement fédéral aura porté nos tarifs pour le gaz résidentiel de 42¢ par MCF à un sommet de 1,75\$/MCF, avant que la taxe ne soit réduite. Il n'est donc pas surprenant de voir des veuves touchant un revenu fixe forcées de vendre leur maison pour habiter des appartements ou des foyers pour personnes âgées, plus tôt qu'elles ne l'avaient prévu. Il n'est pas surprenant non plus que deux serres et une minoterie aient cessé leur production. En 1983, une importante usine d'engrais a fermé ses portes durant six mois et, à l'heure actuelle, elle ne fournit qu'une production partielle.

Sur une plus grande échelle, la ville de Medicine Hat a versé plus de 45 millions de dollars, au seul titre de la taxe d'accise, depuis l'adoption du PÉN en octobre 1980. L'impôt sur les recettes pour 1981 et 1982 ajoute une somme supplémentaire de 2,8 millions de dollars à ce total. Pour situer ceci dans la perspective de Medicine Hat, rappelons que le total des recettes prévues au budget de la municipalité, de toutes provenances, pour 1980, s'établissait à 23 millions de dollars. Nos recettes totales générées par la vente du gaz naturel s'établissaient en 1980 à 7 millions de dollars.

Cette taxe a manifestement un caractère de confiscation et elle n'est pas normale. Tous les stimulants visant à faire profiter nos citoyens et nos industries d'une politique d'autosuffisance énergétique sont supprimés. Quel horrible commentaire sur notre régime fiscal, lorsqu'il s'avère plus intéressant dans une perspective strictement économique, pour un service public de cesser d'approvisionner ses consommateurs propriétaires pour exporter ses ressources déclinantes.

## MEDICINE HAT ET LA POLITIQUE CANADIENNE

Pour ajouter aux dommages mentionnés ci-avant, nos consommateurs d'électricité doivent payer des tarifs plus élevés à cause de ces taxes, ce qui s'est traduit par des tarifs d'électricité relevés à 152 p. 100 du tarif municipal de base, en février 1982. En outre, la ville, en tant qu'entité corporative, possède plusieurs bâtiments et exploitations qui ont besoin du gaz naturel et de l'électricité. La plupart de nos budgets au titre des services publics nécessaires à l'exploitation des installations municipales ont été augmentés de plus de 130 p. 100 depuis 1980. Cette hausse des frais d'exploitation se traduit par des hausses significatives de taxes foncières résultant directement des taxes frappant le gaz.

Comme la ville utilise les recettes générées par les services de gaz et d'électricité pour soutenir le budget général, une autre pénalité était ainsi imposée à nos citoyens. Durant la

Revenue Taxes on natural gas, any utility rate increases the City might normally have implemented to cover increasing costs and broaden its revenue base were untenable to say the least. In minimizing our utility rate increases and keeping our property taxes to an acceptable level many services had to be reduced or eliminated. Admittedly, this was a political trade-off decision that City Council had to take; but the psychological impact on our community is obvious. The spirit, pride and heritage of our community have been irritated by these recently imposed natural gas taxes. When Rudyard Kipling visited Medicine Hat in 1907, referring to the natural gas potential, he called Medicine Hat the City "with all Hell for a basement". Tampering with Medicine Hat's economic lifeblood has raised an economic and political "Hell" even Kipling might not have envisioned.

We sincerely believe that the Federal Government does not intend taxes to be punitive. As a matter of fact, in the past, part of the National Energy Program was to provide tax incentives to producers in an effort to encourage oil and gas development. No doubt some of the smaller Canadian independent producers got their start as a result of these incentives. Canadian ownership of our natural resources has been a continuing and frequently stated national goal. Self-sufficiency in energy has been its corollary.

We submit that Medicine Hat's publicly-owned natural gas and electrical systems are attempting to fulfill the best principles of any national energy policy or national industrial strategy. We have developed our resource with Canadian capital for Canadians' use. We have fought to maintain self-sufficiency for our residents. We do not export the resource nor the profits from its exploitation. We upgrade the resource in Canada, thereby creating jobs for Canadians. Since October 1980, our City owned utilities have been severely hampered by this Energy Tax regime.

We are proud Canadians who support the principles and goals of Canadian ownership and self-sufficiency in Energy. We believe that the Federal Government has a responsibility to equalize opportunities for all Canadians. We know this requires taxation and redistribution of wealth. Taxation is always unpopular, no matter what the degree or the source.

Our appeal to this Committee up to this point has been the matter of degree of impact of these particular natural gas taxes.

#### LEGALITY AND FAIRNESS OF TAXATION

The remainder of our submission will be dedicated mainly to the source of taxation. Fundamentally, our argument against the aforementioned gas taxes is that traditionally, if not indeed constitutionally, taxes on the property and resources of our publicly-owned utilities have no justification. Medicine Hat believes that its utility is a part of the corporate entity called

période d'application des taux élevés de taxes d'accise et de taxes sur les recettes générées par le gaz naturel, toute hausse de tarif de services publics que la ville aurait normalement pu adopter pour couvrir la hausse des coûts et élargir sa base de revenus était difficile à justifier, ce qui n'est pas peu dire. Pour minimiser nos hausses de tarifs applicables aux services publics et maintenir l'impôt foncier à un niveau acceptable, plusieurs services ont dû être réduits ou éliminés. Nous reconnaissons qu'il s'agissait de décisions politiques que le Conseil municipal a dû prendre; mais l'impact psychologique sur notre communauté est évident. L'esprit, la fierté et l'héritage de notre communauté ont été irrités par ces taxes sur le gaz naturel d'imposition récente. Lorsque Rudyard Kipling a visité Medicine Hat en 1907, en pensant au potentiel offert par le gaz naturel, il a dit que Medicine Hat était une ville qui avait «l'enfer entier comme sous-sol». La perturbation de la vie économique de Medicine Hat a créé un enfer économique et politique que même Kipling n'aurait pu imaginer.

Nous croyons sincèrement que le gouvernement fédéral ne veut pas que ces taxes revêtent un caractère punitif. En fait, par le passé, une partie du Programme énergétique national devait offrir des stimulants fiscaux aux producteurs, dans un effort pour stimuler le développement pétrolier et gazier. Sans aucun doute, certains des petits producteurs autonomes canadiens ont réussi à démarrer grâce à ces stimulants. La propriété canadienne de nos ressources naturelles a souvent été invoquée comme un objectif national. L'autosuffisance sur le plan énergétique en a été le corollaire.

Nous croyons que les réseaux d'électricité et de gaz naturel de Medicine Hat, qui appartiennent à des intérêts publics, tentent de satisfaire les meilleurs principes de toute politique énergétique nationale ou de toute stratégie industrielle nationale. Nous avons mis nos ressources en valeur en utilisant du capital canadien pour répondre à des besoins canadiens. Nous avons lutté pour le maintien de l'autosuffisance au bénéfice de nos citoyens. Nous n'exportons pas les ressources ni les bénéfices de son exploitation. Nous valorisons les ressources au Canada, créant ainsi des emplois pour les Canadiens. Depuis octobre 1980, nos services publics municipaux ont été gravement handicapés par ce régime de taxation de l'énergie.

Nous sommes de fiers Canadiens qui soutenons les principes et les objectifs de la propriété canadienne et de l'autosuffisance dans le domaine de l'énergie. Nous croyons que le gouvernement fédéral a la responsabilité d'assurer l'égalité des chances à tous les Canadiens. Nous savons que ceci exige la perception de taxes et la redistribution de richesses. La taxation demeure toujours impopulaire, peu importe son importance ou sa provenance.

Notre appel au Comité a porté, jusqu'à maintenant, sur la question de l'importance des répercussions de ces taxes spécifiques sur le gaz naturel.

#### LÉGALITÉ ET ÉQUITÉ DE LA TAXATION

Le reste de notre mémoire portera principalement sur l'origine de la taxation. Essentiellement, l'argument que nous invoquons pour contester les taxes susmentionnées sur le gaz, est que traditionnellement, sinon constitutionnellement, les taxes sur la propriété et les ressources de nos services publics, appartenant à des intérêts publics, ne peuvent être justifiées. Medi-



the City of Medicine Hat which is a municipality, administered under the Municipal Government Act of the Province of Alberta. As such, we believe that the British North America Act protects the City against taxation by both the Provincial and the Federal Governments.

Whether the taxes are constitutionally legal or not is a matter for constitutional and tax experts to decide. The point is that constitutionality is not only what was written and held in trust by the British Parliament; it is also a matter of what is written in people's hearts and memories. To Medicine Hat residents there can be no debate—publicly-owned utilities have never been taxed by either the Provincial or Federal Governments. Governments do not tax each other's property. As a matter of fact, many of our consumers have wanted us to refuse to pay the tax. One major industry has refused to pay its revenue tax portion. The City Council, however, has taken a different view by insisting that all consumers and the City live up to the Canadian tradition of paying taxes as required. Thus the City has paid the excise tax and revenue tax *under protest*, believing that, in our democratic society, compromise and diplomacy were wiser than confrontation and hostility. We believe that this Committee is the instrument to judge whether the taxes are fair and equitable. A court of law may interpret the legal technicalities and find that the tax is unconstitutional, but only Parliamentary bodies can interpret the fairness or equity of taxation. Therefore we ask this Committee to assess our unique situation in light of national objectives and their individual sense of justice.

## REMEDIES AND AMENDMENTS

There are specific aspects of the taxes that we believe can be remedied. For example, the revenue tax is effectively a form of income tax. Medicine Hat is probably the only city in Canada which owns both natural gas and electrical utilities. It has never been taxed on production or revenue.

No City buildings, properties, or operations are taxed by another Government. It should be logical and reasonable to amend either the legislation or the regulations to make publicly-owned utilities exempt from this taxation.

Another area of amendment should be the exemption of all city buildings and operations from both the excise and revenue gas taxes. Does the Federal Government really want to tax our arenas, our water treatment plant, our City Hall, our day care centres and our hospital? Surely when the City as owner of the gas field is using the natural gas for its own use it should not be taxed. Is it right that the natural gas used in the production of electricity should be taxed? We are not aware that there are federal taxes on nuclear power, on hydro electricity or on thermal plant electricity. Is the impact of this tax on a publicly-

cine Hat estime que ses entreprises d'utilité publique font partie de l'entité corporative appelée la Ville de Medicine Hat, une municipalité administrée aux termes de la Loi sur les administrations municipales de la province de l'Alberta. A ce titre, nous croyons que l'Acte de l'Amérique du Nord britannique protège la ville contre toute taxation de la part des gouvernements provincial et fédéral.

La légalité constitutionnelle des taxes demeure une question qui sera décidée par les spécialistes en droit constitutionnel et en fiscalité. Nous estimons que la constitutionnalité n'est pas seulement ce qui a été rédigé et maintenu par le Parlement britannique, il s'agit également de ce qui est inscrit dans le cœur et la mémoire des gens. Pour les citoyens de Medicine Hat, il ne peut y avoir de débat: les services publics appartenant à des intérêts publics n'ont jamais été taxés, ni par le gouvernement provincial, ni par le gouvernement fédéral. Les gouvernements ne taxent pas les biens d'un autre gouvernement. En fait, plusieurs de nos consommateurs ont insisté pour que nous refusions de payer la taxe. Une grande industrie a refusé de payer sa partie de la taxe sur les recettes. Le Conseil municipal a toutefois adopté une attitude différente en insistant pour que tous les consommateurs et la municipalité respectent la tradition canadienne qui consiste à payer les taxes imposées. Ainsi, la ville a payé la taxe d'accise et la taxe sur les recettes *en protestant*, en croyant que, dans notre société démocratique, le compromis et la diplomatie étaient des attitudes beaucoup plus sages que la confrontation et l'hostilité. Nous croyons que ce Comité constitue l'instrument qui permettra de juger si oui ou non les taxes sont justes et équitables. Un tribunal pourrait s'appuyer sur son interprétation d'aspects techniques juridiques pour déclarer la taxe inconstitutionnelle, mais seuls les organismes du Parlement peuvent interpréter la justice ou l'équité de la fiscalité. Nous demandons donc à votre Comité d'apprécier notre situation unique à la lumière des objectifs nationaux et de votre perception de la justice.

## REMÈDE ET MODIFICATIONS

A notre avis, certains aspects spécifiques des taxes peuvent être corrigés. Ainsi, par exemple, la taxe sur les recettes est en réalité une forme d'impôt sur le revenu. Medicine Hat est probablement la seule ville au Canada qui possède des entreprises de gaz naturel et d'électricité. Jamais elle n'a versé de taxes sur la production ou sur ses recettes.

Aucun de ses bâtiments, propriétés ou exploitations n'est taxé par un autre niveau de gouvernement. Il devrait être logique et raisonnable de modifier soit la législation soit la réglementation pour soustraire à cette taxation les services publics appartenant à des intérêts publics.

On devrait aussi exonérer tous les bâtiments et installations municipaux de la taxe d'accise et de la taxe sur les recettes générées par le gaz. Le gouvernement fédéral veut-il vraiment taxer nos patinoires, notre usine de traitement d'eau, notre hôtel de ville, nos garderies et notre hôpital? Lorsque la ville, à titre de propriétaire du champ de gaz, utilise son gaz naturel pour ses propres fins, elle ne devrait pas être taxée. Est-il juste de taxer le gaz naturel utilisé pour produire de l'électricité? Il n'y a pas de taxe fédérale sur l'énergie nucléaire, sur l'hydro-électricité ou sur la thermo-électricité, à ce que l'on sache. L'influence de cette taxe sur une entreprise d'électricité appar-



owned electrical utility really equitable? Again, we believe an amendment is in order.

Finally, the natural gas excise tax affects those consumers who are not part of the City's corporate structure: that is the residential, commercial and industrial consumers. The debate as to whether the excise tax is a consumer tax, or a production, tax or whether the City's publicly-owned utilities in distributing their own resources among their consumer-owners constitutes a taxable commercial venture different from the City supplying any of its other services could be a source of lengthy legal wrangling. In other words, is a municipality distributing goods and services to consumers different from a profit-motivated private utility company distributing those same goods and services? Traditional taxing practice tends to support the notion that municipalities are clearly different. For example, private businesses supplying transportation are subject to federal and provincial taxation of various types; municipal transit systems are tax exempt. Comparisons between the natural gas taxes and other taxes may or may not be valid. We are certain that the gas producing provinces will be arguing this point for some time to come.

The City of Medicine Hat wishes to appeal to this Committee on the basis that we are probably the only City in Canada caught in the squeeze of this unprecedented debate. We are not in the gas and electric utility business to make a profit from domestic sales. We do not export natural gas, nor do we intend doing so. We do sell some electricity to the neighbouring town of Redcliff, but we do not charge their residents any more than we charge Medicine Hat's consumer owners. In the Committee's review of the National Energy Program we ask you to consider our special circumstances favourably.

## CONCLUSION

In summary, we appreciate the opportunity to appear before the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources in our effort to affect changes and remedy at the political level. We are presently paying (under protest) the natural gas taxes called for in the National Energy Program. We are also attempting to seek remedy in the courts. We regret that legal action was required, since it does nothing to improving the feelings of the parties involved. We wish to emphasize that it is our sincere conviction that a municipally-owned utility is different and that it should be taxed differently from a privately-owned utility.

As legislators and administrators of taxes, we appreciate the difficulty of your task. We use our right of political and legal appeal with respect and trust in our system.

tenant à des intérêts publics est-elle vraiment équitable? Encore une fois, nous croyons qu'un amendement s'impose.

Enfin, la taxe d'accise sur le gaz naturel affecte les consommateurs qui ne font pas partie de la structure corporative municipale: c'est-à-dire les clients des secteurs résidentiels, commerciaux et industriels. Le débat juridique qui consiste à déterminer si la taxe d'accise est une taxe de consommation ou de production, ou encore si les services publics municipaux distribuent leurs propres ressources auprès des consommateurs propriétaires constitue une initiative commerciale taxable différente de l'alimentation par la ville de l'un ou l'autre de ses autres services, pourrait s'avérer fort long. En d'autres termes, est-ce qu'une municipalité qui distribue des biens et des services à des consommateurs est différente d'une société privée qui offre ces mêmes biens et services, pour réaliser un bénéfice. La pratique traditionnelle au niveau de la taxation tend à soutenir la notion voulant que les municipalités soient bien différentes. Ainsi, par exemple, les entreprises privées qui fournissent des services de transport sont assujetties à divers types de taxes fédérales et provinciales alors que les réseaux municipaux de transport en commun sont exonérés de taxes. Les comparaisons entre les taxes sur le gaz naturel et les autres taxes peuvent fort bien s'avérer plus ou moins valables. Nous sommes assurés que les provinces productrices de gaz débattront cette question durant un bon bout de temps encore.

La ville de Medicine Hat désire interjeter appel auprès de ce Comité en faisant valoir le fait que nous sommes probablement la seule ville au Canada prise dans l'étau de ce débat sans précédent. Nous ne sommes pas dans le commerce de l'électricité et du gaz pour tirer un bénéfice des ventes faites sur le marché canadien. Nous n'exportons pas de gaz naturel et nous n'avons pas l'intention de commencer. Nous vendons un peu d'électricité à la ville voisine de Redcliff, mais nous n'exigeons pas plus des citoyens de cette ville que ce que nous demandons aux propriétaires consommateurs de Medicine Hat. Lorsque votre Comité passera en revue le Programme énergétique national, nous vous demandons d'apporter une attention toute particulière à notre situation.

## CONCLUSION

En bref, nous sommes heureux de pouvoir rencontrer les membres du Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, dans le cadre de nos efforts pour faire apporter des changements et des correctifs au niveau politique. Nous payons actuellement (en protestant) les taxes sur le gaz naturel prévues dans le Programme énergétique national. Nous tentons également d'obtenir des correctifs par la voie de tribunaux. Nous regrettons d'avoir eu à recourir aux tribunaux, puisque cela ne fait rien pour améliorer les sentiments respectifs des parties en cause. Nous désirons insister sur le fait que nous sommes sincèrement convaincus qu'un service public appartenant à une municipalité est bien différent d'une entreprise semblable appartenant à des intérêts privés et qu'elle devrait donc profiter d'un régime fiscal différent.

A titre de législateurs et d'administrateurs de taxes, nous apprécions la difficulté de votre tâche. Nous utilisons notre droit d'appel devant les instances politiques et juridiques avec respect et confiance en nos institutions.

Respectfully submitted,  
The City of Medicine Hat

Ted J. Grimm, Mayor  
and  
Ald. (Dr.) K.C. Sauer,  
Utilities Committee Chairman

Soumis respectueusement pour la ville de Medicine Hat par  
le maire

Ted J. Grimm  
et par  
le président du Comité des services publics  
M. K. C. Sauer, échevin



## APPENDIX "ENR-15V"

## NORCEN

Energy Resources Limited  
4600 Toronto-Dominion Centre, Ontario  
M5K 1E5

SUBMISSION TO THE  
STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL  
RESOURCES

JUNE 1984

## INTRODUCTION

In response to the Standing Senate Committee's request for submissions to review the National Energy Program, Norcen Energy Resources Limited wishes to state its views regarding the future direction of energy policy in Canada. Canada has considerable oil and gas potential and development of that potential can generate significant national benefits, as documented by the Canadian Petroleum Association and others.

Norcen is a Canadian-owned energy company, with assets in excess of \$2 billion and annual cash flow of over \$200 million. Norcen employs 1000 people in its oil and gas division with an annual payroll exceeding \$26 million. Norcen's primary expertise and activity is in oil and gas exploration and production in Canada. Through subsidiaries, Norcen also operates natural gas systems in Ontario and Manitoba and has interests in iron ore mining in Labrador.

Norcen is a major investor in oil and gas exploration and production in both western Canada and the frontiers. Between 1979 and 1983 Norcen invested approximately \$525 million in exploration and development in the western provinces and a further \$220 million in the northern frontier and east coast offshore areas. (Approximately \$235 million of these expenditures were funded with federal and provincial incentive grants). In 1983 alone, Norcen invested \$208 million in oil and gas projects, participating in 287 wells across Canada.

Norcen is convinced that fundamental changes in energy policy are needed. Current energy policy is inadequate to ensure the development of Canada's oil and gas potential.

Energy policy since 1980 was designed to capture "windfall profits" flowing from anticipated price increases. Instead, price increases did not materialize and the fiscal system has left the industry with inadequate profits and cash flow.

## APPENDICE «ERN-15V»

## NORCEN

Energy Resources Limited  
4600, Centre Toronto-Dominion (Ontario)  
M5K 1E5

MÉMOIRE AU  
COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET DES  
RESSOURCES NATURELLES

JUIN 1984

## INTRODUCTION

En réponse à l'invitation du Comité sénatorial permanent de présenter des mémoires concernant la Revue du Programme énergétique national, la Norcen Energy Resources Limited exprime son opinion concernant l'orientation éventuelle de la politique énergétique au Canada. Le Canada possède un important potentiel pétrolier et gazier et la mise en valeur de ce potentiel peut se traduire par d'importants avantages nationaux, comme l'ont précisé l'Association pétrolière canadienne et d'autres groupes.

La Norcen, une entreprise œuvrant dans le domaine de l'énergie, appartient à des Canadiens; ses actifs dépassent les 2 milliards de dollars et elle génère annuellement des fonds supérieurs à 200 millions de dollars. La Norcen embauche un millier de personnes dans sa division du pétrole et du gaz et elle verse annuellement une rémunération supérieure à 26 millions de dollars. L'expertise et l'activité de la Norcen se concentrent principalement sur l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada. Par des filiales, la Norcen exploite également des réseaux de gaz naturel, en Ontario et au Manitoba, et elle possède des intérêts dans des exploitations minières de minerai de fer au Labrador.

La Norcen est un investisseur important dans le domaine de l'exploration et de la production du pétrole et du gaz tant dans l'Ouest canadien que dans les régions pionnières. Entre 1979 et 1983, la Norcen a investi environ 525 millions de dollars au titre de l'exploration et du développement, dans les provinces de l'Ouest, et 220 millions de dollars supplémentaires dans les régions pionnières septentrionales et au large de la côte Est. (Environ 235 millions de dollars de ces dépenses ont été financés par des subventions fédérales et provinciales d'encouragement.) En 1983 seulement, la Norcen a consacré 208 millions de dollars à la réalisation de projets pétroliers et gaziers, participant ainsi au forage de 287 puits répartis par tout le Canada.

La Norcen est convaincue de la nécessité d'apporter des changements fondamentaux à la politique énergétique actuelle, celle-ci s'avérant inadéquate pour assurer la mise en valeur du potentiel pétrolier et gazier du Canada.

La politique énergétique, adoptée en 1980, a été conçue pour retenir les «bénéfices inattendus» découlant des hausses de prix anticipées. Les hausses de prix ne se sont toutefois pas concrétisées et le régime fiscal a laissé à l'industrie des recettes et des bénéfices inadéquats.



For example, while Norcen's oil and gas revenues (before royalties) increased by 64 per cent from \$352 million in 1980 to \$578 million in 1983, the total fiscal burden, consisting of royalties, revenue taxes and taxes on income, increased by over 110 per cent in the same period. The serious decline in profitability of oil and gas investment in Canada is demonstrated in the marked deterioration of return on assets.

Norcen's financial performance since 1980 is generally recognized as having been better than the average performance in the oil and gas producing sector. Yet, Norcen's after-tax return on assets in the oil and gas division declined from an average of 13.5 per cent in 1979 and 1980 to less than 7.5 per cent in 1983. Three quarters of this decline is attributable to the impact of new revenue taxes on oil and gas.

The NEP included measures such as the Petroleum Incentives Program (PIP) to help increase the level of Canadian ownership and control in the petroleum industry. However, PIP, in concert with revenue taxes, has had the effect of diminishing the incentive to be efficient and successful explorers.

Revenue taxes, such as PGRT and IORT, reduce companies' discretionary cash flow and net income, while the incentive payments serve to reduce the cost of exploration activity. The effect is to reduce returns from successful efforts in order to subsidize current activity.

Norcen strongly disagrees with this approach. The best incentive for activity is the prospect of reward for success while the greatest incentive for efficiency is the assumption of risk and cost.

The merits of alternative policy must be evaluated in the light of the current outlook for the supply/demand balances of Canadian oil and gas. Canada's gas reserves and deliverability exceed current domestic and export requirements, even with anticipated sales growth. This situation is expected to persist through the medium term. In the case of oil, conventional reserves are declining and the transition to greater dependence on high risk, high cost sources is already underway.

It is clear that efforts to meet the challenges associated with this transition are being seriously impeded by the fiscal and pricing policies currently in effect. In their place, Norcen advocates a pricing and taxation system which would end the artificial discrimination between certain resource development projects caused by the current incentive schemes. Norcen further advocates a system which leaves the industry with a greater share of discretionary cash flow in exchange for the assumption of greater risks and costs.

Ainsi, par exemple, alors que les recettes pétrolières et gazières de la Norcen (avant redevances) ont augmenté de 64 p. 100 pour passer de 352 millions de dollars en 1980 à 578 millions de dollars en 1983, la charge fiscale totale, qui comprend les redevances, les taxes sur les recettes et l'impôt sur le revenu, a augmenté d'environ 10 p. 100 durant cette période. Le sérieux déclin de rentabilité des investissements dans le domaine du pétrole et du gaz au Canada est démontré par la nette détérioration du rendement sur les actifs.

On reconnaît généralement que le rendement financier de la Norcen, depuis 1980, a été supérieur au rendement moyen dans le secteur de la production du pétrole et du gaz. Toutefois, le rendement après impôt sur les actifs de la Norcen, pour la division du pétrole et du gaz, a baissé d'une moyenne de 13,5 p. 100 en 1979 et 1980 à moins de 7,5 p. 100 en 1983. Les trois quarts de ce déclin sont attribuables aux répercussions des nouvelles taxes sur les recettes tirées du pétrole et du gaz.

Le PÉN comprenait des mesures, notamment le Programme d'encouragements pétroliers (PEP), pour aider à accroître la maîtrise et la propriété canadienne de l'industrie pétrolière. Toutefois, le PEP, allié aux taxes sur les recettes, a eu pour effet d'atténuer la motivation à demeurer efficace et à réussir au niveau de l'exploration.

Les taxes sur les recettes, comme la TRPG et la TPRP, réduisent les liquidités discrétionnaires et le revenu net des sociétés, alors que les paiements d'encouragement contribuent à réduire le coût des activités d'exploration, ce qui a pour effet de réduire le bénéfice tiré des initiatives couronnées de succès, pour permettre de subventionner les travaux courants.

La Norcen n'est pas du tout d'accord avec cette façon de faire. Le meilleur stimulant à l'initiative est la perspective d'une récompense pour la réussite, alors que le stimulant le plus important sur le plan de l'efficacité demeure l'hypothèse des risques et des coûts.

Les mérites de cette politique de rechange doivent être évalués à la lumière de la perspective actuelle au niveau de l'équilibre approvisionnement/demande de pétrole et de gaz canadiens. Les réserves gazières du Canada et ses possibilités de livraison sont nettement supérieures aux besoins actuels, tant sur le marché canadien que sur le marché de l'exportation, même en tenant compte de la croissance anticipée des ventes. On prévoit que cette situation se maintiendra, du moins à moyen terme. Dans le cas du pétrole, les réserves conventionnelles baissent et la transition à l'exploitation plus poussée des sources présentant des risques et des coûts plus grands, est déjà en cours.

Il est évident que les efforts consentis pour relever les défis associés à cette transition sont sérieusement contrariés par les politiques actuelles en matière de fiscalité et de prix. La Norcen préconise leur remplacement par un régime de prix et de taxation qui mettra fin à la discrimination artificielle défavorisant certains projets de mise en valeur, discrimination causée par les mécanismes d'encouragement actuels. La Norcen préconise en outre l'adoption d'un régime qui laissera à l'industrie une part plus importante des recettes discrétionnaires, en reconnaissance du fait qu'elle assumera des risques et des coûts plus grands.

The reduction of incentives together with the eventual elimination of PGRT and a reduction of royalties would have the effect of increasing the industry's risk exposure, and provide the potential for greater returns. Effective tax rates would drop, providing a greater incentive for the industry to be efficient in both its capital investment programs and in its operations. Most importantly, the industry would have greater flexibility to invest in areas which it determines to be most economic, rather than directing investment into areas for which the fiscal regime has provided the greatest investment incentives.

In the following pages, Norcen's specific recommendations are outlined. Taken individually, some may appear damaging to sectors of the oil and gas industry, but as a policy package, we believe their implementation would improve the overall health and efficiency of the industry.

## RECOMMENDATIONS

### 1. *PRICING: DEREGULATE CRUDE OIL AND NATURAL GAS PRICING*

#### *A. Crude Oil*

Immediate deregulation will result in prices for Canadian crude moving to international levels. As domestic oil prices are already approaching these levels, the Canadian consumer should experience little impact from deregulation. Indeed, if ad valorem taxes and other levies are reduced or eliminated, consumer prices could decrease.

Canadian producers are receiving a substantially lower price for crude oil production, on average, than was anticipated by both government and industry. Increasing the Conventional Old Oil Price to the international level would still result in an average wellhead price for oil below that forecast in the NEP and subsequent agreements.

The increased revenues flowing to producers, as a result of deregulation, are necessary to provide funds for ongoing exploration and development in the conventional areas and to provide funds for high cost and high risk projects in heavy oil development, oil sands and in the Canadian frontier areas. These sources will be replacing lower cost reserves over time, and it is critical that their higher cost be reflected as soon as possible in all crude oil prices.

#### *B. Natural Gas*

The high level of regulation of natural gas transmission and distribution makes immediate deregulation of this energy source somewhat more complex. Nevertheless, Norcen believes that greater market sensitivity in the pricing of natural gas is both possible and desirable, with the objective being free negotiation of prices and other delivery terms between pro-

La réduction des encouragements alliée à l'élimination éventuelle de la TRPG et à une réduction des redevances aurait pour effet d'accentuer les risques courus par l'industrie tout en offrant la possibilité de réaliser des bénéfices plus importants. La réduction des taux de taxation réels fournirait à l'industrie un plus grand stimulant au niveau de l'efficacité, tant sur le plan des programmes d'investissement de capitaux que sur le plan de ses activités. Ce qui est plus important encore, c'est que l'industrie jouirait d'une plus grande souplesse pour investir dans les régions qu'elle juge les plus économiques, au lieu de diriger ses investissements dans les régions favorisées par le régime fiscal.

Les recommandations spécifiques de la Norcen sont précisées dans les pages qui suivent. Prises individuellement, certaines d'entre elles peuvent sembler nuisibles à certains secteurs de l'industrie pétrolière et gazière, mais, prises dans leur ensemble, leur mise en œuvre améliorera la santé et l'efficacité générale de l'industrie.

## RECOMMENDATIONS

### 1. *PRIX: DÉRÉGLER LE PRIX DU PÉTROLE BRUT ET DU GAZ NATUREL*

#### *A. Pétrole brut*

La déréglementation immédiate aura comme résultat d'amener les prix du brut canadien aux niveaux internationaux. Comme le prix du pétrole canadien approche déjà ces niveaux, le consommateur canadien ne devrait pas être trop perturbé par la déréglementation. Bien entendu, en réduisant ou éliminant les taxes ad valorem et autres impositions, le prix à la consommation pourrait être réduit.

Le producteur canadien touche un prix nettement inférieur, en moyenne, pour la production de pétrole brut, que ne le préoyaient tant le gouvernement que l'industrie. La hausse du prix du pétrole ancien conventionnel au niveau international se traduirait quand même par un prix moyen du pétrole à la tête de puits inférieur à celui prévu dans le PÉN et dans les ententes ultérieures.

Les recettes accrues touchées par les producteurs, par suite de la déréglementation, sont nécessaires pour fournir les crédits nécessaires à la poursuite des travaux d'exploration et de développement dans les régions conventionnelles et pour fournir les fonds nécessaires à la réalisation des projets présentant des coûts et des risques élevés dans le domaine de la mise en valeur du pétrole lourd, des sables pétrolifères et des gisements des régions pionnières du Canada. Avec le temps, ces sources remplaceront les réserves moins coûteuses et il importe que leur coût supérieur soit reflété le plus tôt possible dans tous les prix du pétrole brut.

#### *B. Gaz naturel*

La forte réglementation du transport et de la distribution du gaz naturel rend quelque peu complexe la déréglementation immédiate de cette source d'énergie. La Norcen estime néanmoins qu'une plus grande sensibilité au marché dans la détermination du prix du gaz naturel est possible et souhaitable, pour réaliser l'objectif d'une libre négociation des prix et



ducers, marketers and end users in both domestic and export markets.

Regulated prices have hampered natural gas in competing effectively in changing energy markets. In areas of Canada where gas service is provided, gas is able to compete with fuel oil and electricity in residential and commercial markets, although gas sales to some industrial users have been met with stiff price competition from alternative fuels. Greater flexibility to deal with this competition is needed.

In the United States, Canadian gas is competitive in some markets, but not in others. While it is not clear that lower Canadian gas export prices would increase volumes immediately, it is clear that additional volumes will not be sold to the U.S. for several years to come in the absence of market sensitive prices. For this reason, Norcen recommends an abandonment of the current export pricing system and the introduction of market determined prices for Canadian gas.

In the short run, deregulation of natural gas pricing may well result in lower revenues for producers. Still, Norcen believes that there will be greater economic benefits to consumers and producers alike over the long run, through a system of market determined prices.

## 2. INCENTIVES:

### PHASE OUT PETROLEUM INCENTIVE PAYMENTS AND PROVINCIAL INCENTIVE SCHEMES.

Norcen advocates the removal of incentives, wherever possible. Norcen believes that the fiscal system should allow successful oil and gas investments to earn, overall, a rate of return consistent with the risks incurred.

Therefore, Norcen proposes the elimination of cash grants and all other special incentives for conventional oil and gas exploration and development. This should coincide with a reduction in royalty rates.

Norcen recognizes that the public interest, particularly with respect to future petroleum supplies, requires the development of non-conventional and frontier resources. Because these new sources involve long lead times and risks and costs far in excess of those found in conventional areas, Norcen believes that incentives will continue to be necessary to stimulate their development.

The introduction of Petroleum Incentive Program Grants ("PIPs") came at a time when the federal government believed it necessary to increase the presence of Canadian companies in frontier exploration and to accelerate the definition of the resource potential in the frontier areas. These objectives have

autres conditions de livraison entre les producteurs, les responsables de la commercialisation et les usagers ultimes, sur le marché canadien et sur le marché d'exportation.

La réglementation des prix a empêché le gaz naturel de livrer une concurrence efficace sur les marchés énergétiques en pleine évolution. Dans les régions du Canada où le service du gaz est assuré, le gaz peut concurrencer le mazout et l'électricité sur les marchés résidentiel et commercial, mais les ventes de gaz à certains usagers industriels ont dû affronter une concurrence féroce au niveau des prix, de la part des autres combustibles. Une plus grande souplesse s'impose pour affronter cette concurrence.

Aux États-Unis, le gaz canadien est concurrentiel sur certains marchés, alors qu'il ne l'est pas sur d'autres. Même s'il n'est pas manifeste que la réduction du prix du gaz naturel exporté se traduirait par une hausse immédiate des volumes exportés, il est clair qu'on ne pourra vendre des volumes additionnels de gaz aux États-Unis, avant plusieurs années, si les prix ne sont pas sensibles au marché. Pour ce motif, la Norcen recommande l'abandon du régime actuel des prix à l'exportation et l'adoption de prix déterminés par le marché, pour le gaz canadien.

A court terme, la déréglementation du prix du gaz naturel pourrait fort bien se traduire par une baisse de recettes pour les producteurs. La Norcen estime néanmoins que l'adoption d'un régime de prix déterminés par le marché se traduira, à long terme, par des avantages économiques plus importants tant pour les consommateurs que pour les producteurs.

## 2. ENCOURAGEMENTS:

### ÉLIMINATION PROGRESSIVE DES PAIEMENTS FAITS DANS LE CADRE DU PROGRAMME D'ENCOURAGEMENTS PÉTROLIERS ET DES RÉGIMES PROVINCIAUX D'ENCOURAGEMENT

La Norcen préconise la suppression de tous les encouragements, partout où la chose s'avère possible. La Norcen estime que le régime fiscal devrait permettre aux investissements couronnés de succès dans le domaine du pétrole et du gaz de réaliser, dans l'ensemble, un bénéfice correspondant aux risques courus.

La Norcen propose donc l'élimination des subventions en espèces et de tous les autres encouragements spéciaux au titre de l'exploration et de la mise en valeur de ressources pétrolières et gazières conventionnelles. Cette initiative devrait s'accompagner d'une réduction des taux de redevances.

La Norcen reconnaît que l'intérêt public, tout particulièrement en ce qui concerne les approvisionnements pétroliers éventuels, exige la mise en valeur des ressources non conventionnelles et pionnières. Comme ces nouvelles sources exigent de longs délais et comportent des risques et des coûts bien supérieurs à ceux enregistrés dans les régions conventionnelles, la Norcen estime que des encouragements demeureront nécessaires pour en stimuler la mise en valeur.

Le Programme d'encouragements pétroliers (PEP) a été lancé à un moment où le gouvernement fédéral estimait nécessaire d'accroître la présence des sociétés canadiennes dans la prospection pionnière et d'accélérer la délimitation du potentiel des régions pionnières. Ces objectifs ont été réalisés puis-



been achieved to the extent that explorers should now have greater exposure to the risks associated with frontier exploration.

Norcen advocates the elimination of PIP grants in favour of a somewhat less generous, tax-based incentive system, to be developed in consultation with the petroleum industry.

In order to permit explorers that are in a non-taxable position to make full use of tax-based incentives, it would be desirable to introduce means for these explorers to pass on the incentives to individual or corporate investors.

In the interests of stability, the current PIP grant system should be continued for work being carried out under exploration agreements currently in force.

### 3. FISCAL REGIME:

#### PHASE OUT REVENUE TAXES

ELIMINATE PIR ON CANADA LANDS DISCOVERIES

LOWER ROYALTIES ON CONVENTIONAL PRODUCTION

ALLOW FULL DEDUCTIBILITY OF CROWN ROYALTIES AND REVENUE TAXES

#### A. Revenue Taxes

The Petroleum and Gas Revenue Tax currently raises sufficient revenues to fund the Petroleum Incentives Program. The phasing-out of PIP grants will reduce the rationale for such a tax. PGRT has had a serious negative impact on oil and gas economics and has served to discourage oil and gas activity by reducing existing cash flows and expected returns. The reduction and eventual removal of revenue taxes in conjunction with lower royalties would be a strong source of encouragement to petroleum investors.

The Incremental Oil Revenue Tax was formulated for a pricing environment that did not materialize, and has been suspended. The uncertainties surrounding IORT should be ended by permanently rescinding it.

#### B. Royalties

##### Non-Conventional Sources

Most of Canada's future oil supply will come from high cost sources such as heavy oil, enhanced recovery, the oil sands and the frontiers. In these areas, the imposition of high front-end fiscal burdens can make such development uneconomic. For projects involving the development of high cost onshore reserves, Norcen recommends that a universal, low royalty regime be introduced.

que les prospecteurs connaissent maintenant mieux les risques associés à l'exploration pionnière.

La Norcen préconise l'élimination des subventions PEP en faveur d'un système d'encouragement fiscal moins généreux, qui serait élaboré avec le concours de l'industrie pétrolière.

Pour permettre aux prospecteurs se retrouvant dans une situation non imposable de tirer pleinement parti des encouragements d'ordre fiscal, il serait souhaitable que certaines mesures soient adoptées pour permettre à ces prospecteurs de transmettre ces encouragements aux investisseurs, à titre personnel ou corporatif.

Pour des motifs de stabilité, le régime actuel de subvention PEP devrait être maintenu dans le cas des travaux actuellement en cours, dans le cadre des accords de prospection actuellement en vigueur.

### 3. RÉGIME FISCAL:

ÉLIMINATION PROGRESSIVE DES TAXES SUR LES RECETTES

ÉLIMINATION DES RCP SUR LES DÉCOUVERTES FAITES SUR LES TERRES DU CANADA

RÉDUCTION DES REDEVANCES SUR LA PRODUCTION CONVENTIONNELLE

ADMISSION DE LA PLEINE DÉDUCTION DES REDEVANCES DE LA COURONNE ET DES TAXES SUR LES RECETTES

#### A. Taxes sur les recettes

La Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) génère actuellement des fonds suffisants pour financer le Programme d'encouragements pétroliers. L'élimination progressive des paiements PEP réduit d'autant l'importance d'une telle taxe. La TRPG a eu une influence négative sérieuse sur l'économie du pétrole et du gaz et a contribué à décourager l'activité pétrolière et gazière en réduisant les fonds autogénérés et les bénéfices anticipés. La réduction et l'élimination éventuelle des taxes sur les recettes, alliée à la réduction des redevances, constitueraient une importante source d'encouragement pour les investisseurs dans le secteur pétrolier.

La Taxe progressive sur les recettes pétrolières a été formulée en vue d'un contexte marchand qui ne s'est pas concrétisé, et elle a été suspendue. Les incertitudes relatives à la TPRP devraient être dissipées, en révoquant cette taxe, de façon permanente.

#### B. Redevances

##### Sources non conventionnelles

La plus grande partie de l'approvisionnement pétrolier éventuel du Canada proviendra de sources très coûteuses, notamment du pétrole lourd, de la récupération plus poussée, des sables pétrolifères et des régions pionnières. Dans ces secteurs, l'imposition de charges fiscales élevées, au départ, peut nuire à la rentabilité de tels projets. Pour les projets impliquant la mise en valeur de réserves terrestres très coûteuses, la Norcen recommande l'adoption d'un régime universel de redevances peu élevées.

On Canada Lands, the Progressive Incremental Royalty ("PIR") should be abolished because it has the effect of severely constraining the expected profitability of unusually large discoveries. Norcen believes the prospect of high producer returns from "elephant" discoveries is the strongest efficient exploration incentive available to policy makers. Given the geologic risk, the hostile environment, and the high cost of operations, Norcen believes the current levels of taxation will have to be reduced to make the economics of Canadian offshore exploration internationally competitive. Furthermore, with the elimination of PIP grants proposed earlier, the risk exposure of explorers will be higher and the elimination of PIR is clearly needed to offset the higher exploration risks.

Explorers will also require a stable fiscal regime in order to undertake long term and high cost developments. Bringing large scale projects on stream can take as long as eight to ten years—the time span of two government terms. The pace of development of Canada's future oil supplies must not be exposed to the risks of changing fiscal regimes with each successive government.

#### *Conventional Sources*

Existing conventional oil and gas production is the major source of funds for new petroleum investments. Current provincial royalties constrain cash flows from existing production and reduce the profitability of new conventional investments. To provide an attractive climate for new exploration and to provide adequate investment capital to make the transition to high-cost petroleum sources, Norcen believes royalty rates for conventional production must be reduced.

#### *C. Income Taxation*

The tax treatment of oil and gas income in Canada differs significantly from the treatment of other business income. Neither Crown royalties nor PGRT are deductible.

Norcen recommends that the use of the resource allowance in determining taxable income be eliminated in favour of full deductibility of crown royalties. Royalties are clearly a cost of doing business in Canada and the continuing disallowance of Crown royalties as a deduction is unfair and punitive.

As PGRT is also a cost of doing business, it too should be allowed as a deduction from taxable income.

#### **4. EXPORT MARKETS**

Norcen believes that Canadian production should go first to meet Canadian needs. Nevertheless, the maintenance of large

Sur les terres du Canada, la redevance cumulative progressive (RCP) devrait être abolie parce qu'elle contraint sérieusement la rentabilité prévue des découvertes exceptionnellement importantes. La Norcen estime que la perspective de rendements élevés pour le producteur, découlant de découvertes exceptionnelles, constitue pour les responsables de l'élaboration des politiques la plus grande incitation en faveur d'une exploration efficace. Compte tenu des risques géologiques, de l'environnement hostile et du coût élevé des travaux, la Norcen estime que les niveaux actuels de taxation devront être réduits pour rendre concurrentielle à l'échelle internationale la viabilité économique de l'exploration sous-marine au Canada. De plus, avec l'élimination des subventions PEP déjà proposée, les risques pour les prospecteurs seront plus grands et l'élimination des RCP est manifestement nécessaire pour compenser les risques plus grands de la prospection.

Les prospecteurs auront également besoin d'un régime fiscal stable pour entreprendre des projets de mise en valeur à long terme et très coûteux. Il faut souvent de huit à dix ans pour réaliser des projets d'envergure—c'est-à-dire deux mandats gouvernementaux. Le rythme de la mise en valeur des approvisionnements pétroliers éventuels du Canada ne doit pas être exposé aux risques de l'évolution des régimes fiscaux, qui accompagne les gouvernements qui se succèdent.

#### *Sources conventionnelles*

La production actuelle de pétrole et de gaz conventionnels constitue la principale source de fonds des nouveaux investissements dans le domaine du pétrole. Les redevances provinciales actuelles limitent les recettes générées par la production actuelle et réduisent la rentabilité des nouveaux investissements dans les régions conventionnelles. Pour créer un climat intéressant susceptible de stimuler les nouvelles initiatives d'exploration et d'assurer les fonds adéquats pour permettre la transition aux sources de pétrole très coûteuses, la Norcen estime nécessaire de réduire le niveau des redevances applicable à la production conventionnelle.

#### *C. Imposition du revenu*

Le traitement fiscal du revenu pétrolier et gazier au Canada diffère nettement du traitement appliqué aux autres revenus d'entreprise. Ni les redevances de la Couronne ni la TRPG ne sont admissibles au fins de l'impôt.

La Norcen recommande de supprimer l'utilisation de l'allocation pour ressources, aux fins de la détermination du revenu imposable, et de la remplacer par une pleine admissibilité des redevances versées à la Couronne. Celles-ci constituent manifestement un coût d'entreprise au Canada et le refus d'en reconnaître l'admissibilité constitue une injustice et, même, une pénalité.

Comme la TRPG constitue également un coût d'entreprise, celle-ci devrait également pouvoir être déduite du revenu imposable.

#### **4. MARCHÉS D'EXPORTATION**

La Norcen estime que la production canadienne devrait d'abord servir à satisfaire les besoins des Canadiens. Néanmoins, le maintien de surplus importants ou la fermeture des



surplus or the closing of export markets presents a significant disincentive to energy development.

In the present circumstances the retention of the current 25A1 formula for Canadian gas exports is reasonable. If additional deliverability formulas are to be applied to determine exportable gas surpluses, they should make allowances for trend gas deliverability.

With respect to crude oil, recent experience has shown that shutting in conventional crude oil production can cause significant revenue losses to industry and government. As well, major new oil developments, such as the frontiers and the oil sands, will require unrestricted access to markets. New projects must produce at capacity in order to facilitate their development and reduce market risk. Oil in excess of current Canadian requirements should be exported if markets are available.

## 5. CANADIANIZATION

Norcen believes that the objective of Canadianization can be achieved most efficiently and fairly by encouraging Canadian investment in new domestic energy supplies. At the same time, governments must realize that the petroleum industry is truly international. Investment capital and technical expertise from all sources will play a critical role as Canada develops its new sources of petroleum.

Opportunities for Canadians could be made available through minimum Canadian content requirements to major non-conventional and frontier developments. Specifically, Norcen advocates that there be a minimum 50 per cent Canadian participation in any new exploration permits or renewals of permits on Canada Lands. For existing discoveries, the current role of 50 per cent Canadian participation at the development stage should be maintained.

In order to ensure participation by Canadian firms in the production of hydrocarbons from new major onshore non-conventional projects, Norcen advocates consideration of Canadian participation requirements in projects of this nature.

Norcen believes that the current approach—measuring ownership and control—for determining Canadian content is appropriate and should be continued.

The 25 per cent Crown share ('back-in') on Canada Lands should be dropped. It serves only to reduce the economic feasibility of frontier exploration.

Norcen believes that an improved fiscal regime and an end to the selective treatment of resource income would also encourage increased energy investment by Canadians. The government may further wish to consider special incentives for individual equity investors.

marchés d'exportation découragent nettement le développement énergétique.

Dans le contexte actuel, le maintien de la formule 25A1 applicable aux exportations de gaz canadien est raisonnable. Si des formules de possibilités de livraisons additionnelles devaient être appliquées à la détermination des surplus de gaz exportable, elles devraient tenir compte des tendances au niveau des possibilités de livraison de gaz.

Relativement au pétrole brut, l'expérience récente a révélé que le fait de restreindre la production de pétrole brut conventionnel peut causer des pertes de recettes importantes pour l'industrie et les gouvernements. De la même façon, les grands projets d'exploitation pétrolière nouveaux, visant à tirer parti notamment des gisements pionniers et des sables pétrolifères, nécessiteront un accès non restreint aux marchés. La production des nouveaux projets devra se faire au niveau de capacité prévue, pour en faciliter le développement et réduire les risques de commercialisation. Le pétrole excédentaire aux besoins canadiens actuels devrait être exporté, lorsque des marchés sont disponibles.

## 5. CANADIANISATION

La Norcen estime que l'objectif de la canadienisation peut être réalisé de façon très efficace et très équitable en encourageant les investissements canadiens dans les nouveaux approvisionnements énergétiques intérieurs. Parallèlement, les gouvernements doivent prendre conscience du caractère vraiment international de l'industrie pétrolière. Les capitaux et l'expertise technique de toutes provenances joueront un rôle critique pour permettre au Canada de tirer parti de ses nouvelles sources de pétrole.

On pourrait offrir aux Canadiens des possibilités à cet égard en adoptant des exigences minimales de participation canadienne pour les grands projets de mise en valeur des gisements non conventionnels et pionniers. La Norcen préconise notamment une participation canadienne minimale de 50 p. 100 pour tous les nouveaux permis d'exploration ou renouvellement de permis sur les terres du Canada. Dans le cas des découvertes existantes, la règle actuelle qui prévoit une participation canadienne de 50 p. 100, au stade de développement, devrait être maintenue.

Pour assurer la participation des entreprises canadiennes à l'exploitation des hydrocarbures, dans les grands projets nouveaux non conventionnels, sur la terre ferme, la Norcen suggère d'envisager l'imposition d'une participation canadienne aux projets de cette nature.

La Norcen estime que la méthode actuelle, i.e. la mesure de la propriété et de la maîtrise, utilisée pour déterminer la participation canadienne est appropriée et devrait être maintenue.

La part de la Couronne de 25 p. 100 («réintéressement») sur les terres du Canada devrait être abandonnée, puisque cette disposition ne fait que réduire la faisabilité économique de l'exploration pionnière.

La Norcen estime qu'un régime fiscal amélioré et l'élimination du traitement sélectif des recettes tirées des ressources devraient également encourager les Canadiens à investir davantage dans le domaine de l'énergie. Le gouvernement



Canadian businesses are in an excellent position to provide supplies and contract labour for the energy developments. The oil and gas industry should continue to be encouraged to fully utilize the goods and services supplied by Canadian firms where these are competitive in terms of price, quality and deliverability.

pourrait bien vouloir envisager des incitations spéciales pour certains investisseurs de capitaux propres.

Les entreprises canadiennes sont dans une excellente situation pour fournir des approvisionnements et la main-d'œuvre contractuelle nécessaire à la réalisation des projets énergétiques. On devrait continuer à encourager l'industrie du pétrole et du gaz à utiliser pleinement les biens et services fournis par les entreprises canadiennes, lorsque ceux-ci sont concurrentiels au niveau du prix, de la qualité et des possibilités de livraison.

## APPENDIX "ENR-15W"

PAUL J. NORRIS

April 10th, 1984

Clerk of the Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources,  
The Senate,  
Ottawa, Ontario.  
K1A 0A4

Dear Sir:

I am an individual who happens to have some land upon which oil and gas are produced. Over the long course of years government interference, be it Federal or Provincial, has been to say the least unjust. For example, when the petroleum tax was originally levied, 8 per cent was taken at the wellhead. It was increased to 16 per cent, then reduced to 12 per cent. None of the tax taken was income tax deductible, and in fact is probably the most unfair tax levied against any individual in this country. We have to pay the tax and get no credit for having paid it. We have to pay the income tax on the revenue produced and we cannot re-negotiate our contracts with the oil companies and therefore agreements made a long number of years' ago are now virtually non-negotiable.

The Provincial government charges their mineral tax, and recently altered their taxation methods which results in another tax being levied against our depleting assets. These two taxes now amount to over 30 per cent of the revenue. The personal income tax adds another 30 per cent so that we actually get 40¢ from each dollar that is produced. Surely, this is unjust.

While I appreciate that Federal revenues must be produced in order to generate, what I personally believe, numerous unjustified expenditures. At the same time no other revenue is attacked as viciously. The Pot Ash, Iron Ore, Timber and Copper industries do not have taxes attached to them in the same fashion that the oil industry is attacked.

When governments have to have additional revenue they have the corporate taxes and personal taxes, plus all their secondary taxes to get that revenue. Must the governments also attack the producing revenue as well?

By so doing, why would anyone want to invest in the possibilities of resource development when all that is being done is allowing Ottawa to take more from one's initiative? We have no way of fighting back against unfair and discriminative taxes because our elected representatives appear not to care who pays or how so long as they can spend.

A deep sense of frustration exists within me as a Canadian and Veteran, having been raised and educated in this country, that the philosophy appears to be, and in fact I believe is,

## APPENDICE «ERN-15W»

PAUL J. NORRIS

le 10 avril 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Monsieur le greffier

Le sort veut que je possède certaines terres d'où l'on tire du pétrole et du gaz. Au fil des ans, l'interférence gouvernementale, fédérale ou provinciale, a été pour le moins injuste. Ainsi, par exemple, lorsque la taxe sur le pétrole a été imposée, on prélevait 8 p. 100 à la tête du puits. Cette taxe est passée à 16 p. 100, puis ramenée à 12 p. 100. Aucune partie de la taxe prélevée n'était admissible aux fins de l'impôt sur le revenu et, en fait, il s'agit probablement de la taxe la plus injuste imposée à une personne, dans ce pays. Il faut payer la taxe tout en obtenant aucun crédit. Il nous faut payer l'impôt sur le revenu mais nous ne pouvons renégocier les contrats conclus avec les sociétés pétrolières et, par conséquent, les accords conclus il y a plusieurs années sont maintenant presque virtuellement non négociables.

Le gouvernement provincial impose sa taxe sur les minéraux, et il a récemment modifié ses méthodes de taxation, ce qui se traduit par l'imposition d'une autre taxe sur nos actifs en voie d'épuisement. Ces deux taxes représentent maintenant plus de 30 p. 100 des recettes. L'impôt sur le revenu personnel ajoute un autre 30 p. 100, et, en fait, nous touchons 40¢ de chaque dollar généré. Il s'agit là, sans aucun doute, d'une situation injuste.

Je sais bien que le gouvernement fédéral a besoin de revenus pour faire de nombreuses dépenses que j'estime injustifiées mais dont je fais les frais. Par contre, aucune autre source de revenu n'est attaquée de façon aussi déterminée. Les industries de la potasse, du minerai de fer, du bois et du cuivre ne sont pas taxées de façon aussi agressive que ne l'est l'industrie pétrolière.

Lorsque les gouvernements doivent obtenir des recettes additionnelles, ils peuvent recourir à l'impôt sur les sociétés et à l'impôt sur le revenu personnel, en plus de toutes les autres taxes secondaires pour obtenir ces sommes. Mais les gouvernements doivent-ils également s'attaquer aux revenus producteurs?

Ce faisant, pourquoi une personne voudrait-elle investir dans les possibilités offertes par la mise en valeur des ressources, lorsque tout ce qu'on fait, c'est de permettre à Ottawa de retirer davantage de son initiative personnelle? Nous n'avons pas les moyens de lutter contre les taxes injustes et discriminatoires, parce que nos représentants élus ne semblent pas se soucier de qui paie ou de quelle façon ils paient, aussi longtemps qu'ils peuvent dépenser.

Je me sens très frustré, à titre de Canadien et d'ancien combattant, élevé et éduqué dans ce pays, lorsque je constate que la philosophie semble être, et en fait je crois qu'elle l'est, de

spend, spend and spend. The individual tax payer or the corporations should not be allowed to keep any money for their old age.

While this does not have any bearing on the Federal scene, I give as an example, the fact that we are locked in to surface rights agreements that were made considerable years' ago, at a just price, that subsequently has been attacked by Municipal, Provincial and Federal governments as to the produced revenue, resulting in the revenue becoming less and less, to the point that now virtually no surface payments are what they were yeras' ago.

In summation, I would strongly support any individual seeking election that would be prepared to say that in the majority of cases, less government is better government.

Sincerely yours,

Paul J. Norris  
20 St. George's Crescent  
Edmonton, Alberta.  
T5N 3M7

PJN/cm

dépenser, de dépenser, et de dépenser toujours plus, et de ne pas laisser au contribuable ou aux sociétés un peu d'argent pour leurs vieux jours.

Même si ceci n'a aucune influence sur le contexte fédéral, je cite en exemple le fait que nous sommes liés par des accords sur les droits de surface conclus il y a plusieurs années, à un juste prix; les gouvernements municipaux, provinciaux et fédéral ont attaqué les recettes ainsi générées, ce qui a réduit de plus en plus les recettes, au point où les paiements de surface ne sont plus ce qu'ils étaient à l'origine.

En bref, je serais disposé à soutenir, lors des élections, tout candidat disposé à reconnaître que, dans la majorité des cas, un gouvernement moins omniprésent gouverne mieux.

Veuillez agréer, monsieur le greffier, l'expression de mes sentiments distingués.

Paul J. Norris  
20, St. George's Crescent  
Edmonton (Alberta)  
T5N 3M7

PJN/cm



## APPENDIX "ENR-15X"

SUBMISSION OF THE  
NORTHERN CANADA POWER COMMISSION  
TO THE STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL  
RESOURCES

in the matter of:

REVIEW OF THE NATIONAL ENERGY  
PROGRAM

April 19, 1984

## EXECUTIVE SUMMARY

The escalation of oil prices under the National Energy Program has had a severe inflationary impact upon the Northern Canada Power Commission and its customers, well in excess of the general level of inflation. At many northern locations there is no practical alternative to the use of diesel fuel oil for the generation of electricity. Under its operating mandate, NCPC must pass on full costs to its customers in each of the northern territories and the presence of the Federal Power Support Program only partially relieves the impact of the level of electrical rates which are necessary.

Obtaining local fuel supplies at favourable price is a basic concern of the Northern Canada Power Commission in its operations across the north. To date energy resource exploration and development has largely proceeded in isolation, without provision for integration of generating capacity and local supply and pricing. There is no clear indication that this trend will not continue.

The Northern Canada Power Commission notes the interest of the Standing Senate Committee in alternative energy sources to oil and gas. The Northwest and Yukon Territories contain enormous potentials for the additional development of hydro-based electrical power. It is the submission of the Northern Canada Power Commission that the undertaking of these hydro generation developments should proceed in parallel fashion to other economic development such as frontier oil and gas production.

## 1. Introduction

Under its mandate as a federal Crown Corporation, Northern Canada Power Commission (NCPC) is the principal producer of electricity north of 60°. Four separate hydro generation systems service the areas of Whitehorse-Faro, Yellowknife, Fort Smith-Pine Point and Mayo, and some fifty isolated diesel generating plants provide a power supply to communities across the Northwest Territories and Yukon. NCPC is also active in the transmission and distribution of electricity in most of the foregoing locations and supplies cen-

## APPENDICE «ERN-15X»

MÉMOIRE DE LA  
COMMISSION D'ÉNERGIE DU  
NORD CANADIEN  
AU COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET  
DES RESSOURCES NATURELLES

relativement à:

LA REVUE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE  
NATIONAL

Le 19 avril 1984

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

L'escalade du prix du pétrole suscitée par le Programme énergétique national a eu des répercussions inflationnistes graves pour la Commission d'énergie du Nord canadien et ses clients, bien supérieures au niveau d'inflation général. A plusieurs endroits, dans le Nord, il n'y a pas d'option de rechange pratique à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité. Le mandat d'exploitation de la CÉNC l'oblige à faire payer tous ses coûts par ses clients, dans chacun des territoires du Nord, et l'adoption du Programme fédéral de soutien énergétique n'atténue que partiellement les incidences des tarifs d'électricité qui doivent être imposés.

L'obtention d'approvisionnements d'hydrocarbures locaux à prix favorables constitue une préoccupation fondamentale de la Commission d'énergie du Nord canadien, pour ses activités à l'échelle du Nord. Jusqu'à maintenant, l'exploration et la mise en valeur des ressources énergétiques se sont faites en grande partie de façon isolée, sans prévoir l'intégration de la capacité de production et de l'approvisionnement local et la détermination des prix. Rien n'indique que cette tendance ne se maintiendra pas.

La Commission d'énergie du Nord canadien note l'intérêt porté par le Comité sénatorial permanent aux sources d'énergie de rechange susceptibles de remplacer le pétrole et le gaz. Les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon renferment un potentiel hydro-électrique énorme. La Commission d'énergie du Nord canadien estime que l'exploitation de ce potentiel hydro-électrique devrait se faire parallèlement aux autres initiatives économiques, notamment à l'exploitation des gisements pionniers de pétrole et de gaz.

## 1. Introduction

De par son mandat de société de la Couronne fédérale, la Commission d'énergie du Nord canadien (CÉNC) est le principal producteur d'électricité au nord du 60°. Quatre systèmes de production hydro-électrique distincts desservent les régions de Whitehorse-Faro, Yellowknife, Fort Smith-Pine Point et Mayo, et une cinquantaine de centrales isolées, alimentées au diesel, alimentent en électricité des agglomérations réparties par tous les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. La CÉNC participe également au transport et à la distribution de l'électricité dans la plupart des agglomérations susmentionnées.

tral heating service in certain areas. A system map of the operation of the Northern Canada Power Commission is attached.

Due to the geographic and climatic setting in which it conducts its operations, the Northern Canada Power Commission is a major consumer of diesel oil in the north. Oil price levels mandated under the National Energy Program have had a significant negative impact upon NCPC's overall operating costs and, in turn, upon the utility rates charged to northern consumers. This particular inflationary effect of the NEP is detailed in a following section.

Another major concern of the Northern Canada Power Commission regarding the National Energy Program and its effects relates to opportunities to obtain locally produced fuels at northern locations. These opportunities are important relative to security of supply and in holding down operating costs and utility rates. Some specific fuel supply situations are outlined in the body of this brief.

The topic of future energy development in the Canadian north is not restricted to non-renewable resources such as oil and gas. The renewable energy source of hydro-based electricity is a significant and integral facet of the total energy supply picture in the region. Within NCPC's vast area of operations there lies an enormous potential for hydro power development at a number of locations.

Phased development of the north's hydro power potentials and extensions of existing transmission grid systems can make a significant contribution to future overall energy production in the region. Further inroads upon the use of diesel fuel oil to generate electricity are feasible. The more immediately prospective projects for increasing hydro power output and usage are noted below.

## *2. Inflationary Impact of the National Energy Program*

The severe inflationary impact of oil pricing under the National Energy Program upon the Northern Canada Power Commission is illustrated by NCPC's spiralling fuel costs over the past several years:

et elle fournit des services de chauffage central, dans certaines régions. On trouvera ci-joint une carte illustrant le réseau exploité par la Commission d'énergie du Nord canadien.

En raison du contexte géographique et climatique où elle poursuit ses activités, la Commission d'énergie du Nord canadien est un grand consommateur de diesel dans le Nord. Le prix du pétrole, établi aux termes du Programme énergétique national, a eu des répercussions négatives importantes sur l'ensemble des coûts d'exploitation de la CÉNC et, par ricochet, sur les tarifs imposés aux consommateurs du Nord. Ces répercussions inflationnistes du PÉN sont abordées en détail un peu plus loin.

Une autre préoccupation majeure de la Commission d'énergie du Nord canadien concernant le Programme énergétique national et ses incidences, a trait aux possibilités d'obtenir des hydrocarbures locaux, pour alimenter les agglomérations septentrionales. Ces possibilités sont importantes pour assurer la sécurité de l'approvisionnement et minimiser les coûts d'exploitation et les tarifs imposés. Le corps du présent mémoire décrit certaines situations spécifiques au niveau de l'approvisionnement.

La question du développement énergétique éventuel dans le Nord canadien ne se limite pas aux ressources non renouvelables comme le pétrole et le gaz. La source d'énergie renouvelable que constitue l'hydro-électricité, est une facette significative et intégrale de l'ensemble du contexte énergétique de la région. Le vaste territoire touché par les activités de la CÉNC renferme un énorme potentiel d'aménagement hydro-électrique, réparti entre plusieurs endroits.

Le développement progressif du potentiel hydro-électrique septentrional et l'extension des réseaux de transport existants peuvent nettement contribuer à la production énergétique générale dans la région. D'autres initiatives visant à utiliser le mazout à des fins de production d'électricité sont faisables. On trouvera ci-après une énumération des perspectives les plus immédiates au niveau de l'accroissement de la production et de l'utilisation de l'énergie hydro-électrique.

## *2. Répercussions inflationnistes du Programme énergétique national*

Les graves répercussions inflationnistes du régime de prix imposé dans le cadre du Programme énergétique national, pour la Commission d'énergie du Nord canadien, sont illustrées par la spirale des coûts reliés à l'approvisionnement de la CÉNC en hydrocarbures, ces dernières années:

| Utilisation d'hydro-carbures |                     |                      |        | Fuel Usage       |              |                   |          |
|------------------------------|---------------------|----------------------|--------|------------------|--------------|-------------------|----------|
|                              | Coût total          | Coût moyen           | Hausse |                  | Total Cost   | Average cost      | Increase |
| (en millions de litres)      | (en millions de \$) | (en cents par litre) | (en %) | (million litres) | (million \$) | (cents per litre) | (%)      |
| 1979-1980                    | 68,3                | 11,2                 | 16,4   | 1979-80          | 68,3         | 11,2              | 16,4     |
| 1980-1981                    | 79,1                | 15,6                 | 19,7   | 1980-81          | 79,1         | 15,6              | 19,7     |
| 1981-1982                    | 101,7               | 27,6                 | 27,1   | 1981-82          | 101,7        | 27,6              | 27,1     |
| 1982-1983                    | 72,0                | 23,5                 | 32,6   | 1982-83          | 72,0         | 23,5              | 32,6     |
| 1983-1984                    | 64,7                | 23,7                 | 36,6   | 1983-84          | 64,7         | 23,7              | 36,6     |

Fiscal years ended March 31: 1983-84 data estimated.

The foregoing fuel cost comprised the following proportions of total expenses for the Northern Canada Power Commission:

|           |       |
|-----------|-------|
| 1979-1980 | 22,9% |
| 1980-1981 | 27,4% |
| 1981-1982 | 37,6% |
| 1982-1983 | 31,8% |
| 1983-1984 | 31,5% |

The operating mandate of the Northern Canada Power Commission requires full recovery of costs from power consumers in each rate zone. Under the impact of NEP oil pricing and other inflationary factors, average power rates charged by NCPC have doubled during the review period:

|           | Cents par kilowatt/heure | Hausse en % |
|-----------|--------------------------|-------------|
| 1979-1980 | 6,45                     |             |
| 1980-1981 | 7,16                     | 11,0        |
| 1981-1982 | 8,91                     | 24,4        |
| 1982-1983 | 11,50                    | 29,1        |
| 1983-1984 | 12,88                    | 12,0        |

In NCPC's principal area of operations, the Northwest Territories, average power rates have escalated in comparable fashion:

|           | Cents par kilowatt/heure | Hausse en % |
|-----------|--------------------------|-------------|
| 1979-1980 | 8,76                     |             |
| 1980-1981 | 9,90                     | 13,0        |
| 1981-1982 | 11,67                    | 17,9        |
| 1982-1983 | 15,17                    | 30,0        |
| 1983-1984 | 16,90                    | 11,4        |

In Yukon, average power rates are much lower due to a greater utilization of hydro power. The trend of average customer charges is distorted by wide fluctuations in demand due

Exercice se terminant le 31 mars: les données pour 1983-1984 ont été estimées.

Les coûts précisés ci-avant représentent les proportions suivantes de l'ensemble des dépenses de la Commission d'énergie du Nord canadien.

|         |       |
|---------|-------|
| 1979-80 | 22,9% |
| 1980-81 | 27,4% |
| 1981-82 | 37,6% |
| 1982-83 | 31,8% |
| 1983-84 | 31,5% |

Le mandat d'exploitation de la Commission d'énergie du Nord canadien impose la récupération entière des coûts chez les consommateurs d'énergie de chaque zone tarifaire. Suite aux répercussions du régime de prix du pétrole imposé par le PÉN et d'autres facteurs inflationnistes les tarifs moyens de la CÉNC ont doublé durant la période étudiée:

|         | Cents per Kilowatt Hour | Increase % |
|---------|-------------------------|------------|
| 1979-80 | 6,45                    |            |
| 1980-81 | 7,16                    | 11,0       |
| 1981-82 | 8,91                    | 24,4       |
| 1982-83 | 11,50                   | 29,1       |
| 1983-84 | 12,88                   | 12,0       |

Sur le principal territoire d'activité de la CÉNC, les Territoires du Nord-Ouest, les tarifs moyens d'électricité ont augmenté d'une façon semblable:

|         | Cents per Kilowatt Hour | Increase % |
|---------|-------------------------|------------|
| 1979-80 | 8,76                    |            |
| 1980-81 | 9,90                    | 13,0       |
| 1981-82 | 11,67                   | 17,9       |
| 1982-83 | 15,17                   | 30,0       |
| 1983-84 | 16,90                   | 11,4       |

Au Yukon, les tarifs sont plus bas en raison d'une plus grande utilisation de l'énergie hydro-électrique. La tendance au niveau des tarifs moyens imposés au consommateur fait l'objet d'une distorsion en raison des importantes fluctuations



to mining closures and low water levels which curtailed hydro generation during the review period:

|         | Cents per<br>Kilowatt Hour | Increase<br>% |
|---------|----------------------------|---------------|
| 1979-80 | 3.80                       |               |
| 1980-81 | 4.10                       | 7.9           |
| 1981-82 | 5.99                       | 46.1          |
| 1982-83 | 6.26                       | 4.5           |
| 1983-84 | 5.93                       | (5.2)         |

NCPC's sole non-northern operation at Field, British Columbia provides an example of the level of power rates in the absence of hydro generation. Field, B.C. power rates have more than doubled during the review period:

|         | Cents per<br>Kilowatt Hour | Increase<br>% |
|---------|----------------------------|---------------|
| 1979-80 | 14.64                      |               |
| 1980-81 | 19.45                      | 32.9          |
| 1981-82 | 21.08                      | 8.4           |
| 1982-83 | 30.09                      | 42.7          |
| 1983-84 | 31.18                      | 3.6           |

The cost of diesel fuel oil at Field, B.C. comprised the following proportions of total expenses for that individual electrical system:

|         |       |
|---------|-------|
| 1979-80 | 46.2% |
| 1980-81 | 43.5% |
| 1981-82 | 49.8% |
| 1982-83 | 45.2% |
| 1983-84 | 39.7% |

While the Northern Canada Power Commission is cognizant of the practical necessity of aligning Canadian oil prices with world levels over the past few years, it is nevertheless pertinent to bring to the attention of the Standing Senate Committee the exceptional impact of price increases under the National Energy Program upon utility customers in northern Canada. The more severe effects of power rate increases have been cushioned by the introduction of the Federal Power Support Program. Despite such assistance, northern power bills remain high, largely due to the higher usage of electricity mandated by the northern climate.

### 3. Local Supply and Frontier Pricing

The Northern Canada Power Commission is in the process of finalizing an agreement with Imperial Oil for an supply of electrical power at Norman Wells to fully meet that community's demand. This arrangement is made possible by the power plant construction which is part of Imperial Oil's oilfield

de la demande attribuables aux fermetures d'exploitations minières et aux faibles étiages qui ont réduit la production hydro-électrique durant la période étudiée:

|           | Cents par<br>kilowatt/heure | Hausse<br>en % |
|-----------|-----------------------------|----------------|
| 1979-1980 | 3,80                        |                |
| 1980-1981 | 4,10                        | 7,9            |
| 1981-1982 | 5,99                        | 46,1           |
| 1982-1983 | 6,26                        | 4,5            |
| 1983-1984 | 5,93                        | (5,2)          |

La seule exploitation non septentrionale de la CÉNC, à Field (C.-B.), fournit un exemple du niveau des tarifs d'électricité en l'absence de production hydro-électrique. Les tarifs de Field (C.-B.) ont plus que doublé durant la période à l'étude:

|           | Cents par<br>kilowatt/heure | Hausse<br>en % |
|-----------|-----------------------------|----------------|
| 1979-1980 | 14,64                       |                |
| 1980-1981 | 19,45                       | 32,9           |
| 1981-1982 | 21,08                       | 8,4            |
| 1982-1983 | 30,09                       | 42,7           |
| 1983-1984 | 31,18                       | 3,6            |

Le coût du diesel, à Field (C.-B.), a compté pour la proportion suivante dans les dépenses de ce réseau spécifique:

|           |       |
|-----------|-------|
| 1979-1980 | 46,2% |
| 1980-1981 | 43,5% |
| 1981-1982 | 49,8% |
| 1982-1983 | 45,2% |
| 1983-1984 | 39,7% |

Même si la Commission d'énergie du Nord canadien connaît la nécessité pratique d'aligner le prix du pétrole canadien sur le prix mondial, ces dernières années, il est néanmoins pertinent de porter à l'attention du Comité sénatorial permanent les répercussions exceptionnelles des hausses de prix imposées dans la cadre du Programme énergétique national, sur les clients de ce service public du Nord canadien. Les répercussions les plus graves des hausses des tarifs d'électricité ont été amorties par l'adoption du Programme fédéral de soutien énergétique. En dépit de cette aide, la facture énergétique du résident du Nord demeure élevée et ceci est attribuable en grande partie à la plus forte consommation d'électricité imposée par le climat septentrional.

### 3. Approvisionnement local et prix propre aux régions pionnières

La Commission d'énergie du Nord canadien met la dernière main à un accord avec la Société pétrolière impériale pour assurer à Norman Wells un approvisionnement d'électricité qui répondra pleinement à la demande de cette agglomération. Cet arrangement est rendu possible par la construction d'une

expansion project at Norman Wells. A pricing formula is being negotiated designed to ensure that the cost of the electrical power to NCPC never exceeds the cost of generating electricity from diesel fuel oil. As the supply from Imperial Oil to NCPC is a minor proportion of total Imperial Oil generating capacity at Norman Wells, NCPC for its part anticipates being able to reduce its existing Norman Wells diesel generation capacity to a standby and emergency level.

The opportunity to obtain and utilize other local northern fuel supplies, where available, is a prime concern of the Northern Canada Power Commission in terms of both potential cost savings and security supply. The communities of Inuvik and Frobisher Bay are currently served by electricity and heat generated from diesel fuel oil. Any improvements in the supply of fuel to these major plants could contribute significantly to moderating utility rates and facilitating regular, reliable deliveries of fuel to these isolated locations.

Inuvik is presently supplied with some 20 million litres per annum of bunker fuel oil from Norman Wells on a seasonal basis. A preliminary study of the possible supply of Inuvik and/or Tuktoyaktuk with natural gas for the generation of electricity indicates that natural gas is not a viable alternative at this time. Limiting factors in respect of natural gas include the necessity of dehydration in the processing of the gas and the utilization of a sufficient volume of gas to justify a 6 inch pipeline to transport the natural gas.

The community of Tuktoyaktuk is presently supplied with electricity from Inuvik by means of a 69 kV transmission line constructed in the early 1970's. This transmission line is at the end of its useful life and additional generating capacity may soon be necessary at Tuktoyaktuk. Preliminary studies indicate that the availability of heavy fuel oil from a Beaufort Sea topping plant would make feasible the installation of a new central power plant to replace existing sources of electrical power in Tuktoyaktuk—the NCPC transmission line and the separate plants of Dome Petroleum and Gulf Oil. At some point in time, Inuvik might also benefit from the production of heavy fuel oil in the Beaufort Sea region.

The provision of electrical service at Tuktoyaktuk is complicated by the existence of these industrial power plants unconnected to the community's power system, Dome and Gulf having established separate power systems for their Tuktoyaktuk base camp facilities. The resource company facilities have been largely financed by Petroleum Incentives Program grants under the National Energy Program, but do not benefit the permanent residents of Tuktoyaktuk in any manner.

The existence of three discrete sources of electrical power supply in a community the size of Tuktoyaktuk is documented

centrale dans le cadre du Programme d'expansion des installations pétrolières de Norman Wells. Une formule de détermination des prix est actuellement en voie de négociation et l'on veut, par ce moyen, s'assurer que le coût de l'électricité pour la CÉNC ne dépassera jamais le coût de l'électricité produite à partir du diesel. Comme l'approvisionnement fourni à la CÉNC par la Société pétrolière Impériale ne représente qu'une petite partie de la capacité des installations de l'Impériale à Norman Wells, la CÉNC prévoit pour sa part pouvoir réduire la capacité de production de ses installations de Norman Wells, alimentées au diesel, à un niveau de réserve et d'urgence.

La possibilité d'obtenir et d'utiliser d'autres approvisionnements pétrolier septentrionaux locaux, sur place, constitue une préoccupation majeure de la Commission d'énergie du Nord canadien, en termes d'économies possibles et de sécurité d'approvisionnement. Les agglomérations d'Inuvik et de Frobisher Bay ont actuellement accès à des services d'électricité et de chaleur tirés du diesel. Toute amélioration au niveau de l'approvisionnement en combustible de ces grandes installations pourrait nettement contribuer à atténuer la hausse des tarifs et à faciliter la livraison régulière et fiable du mazout à ces endroits isolés.

Inuvik reçoit actuellement quelque 20 millions de litres par année de mazout de soutage de Norman Wells, sur une base saisonnière. Une étude préliminaire de l'approvisionnement possible d'Inuvik et de Tuktoyaktuk en gaz naturel, pour la production d'électricité, indique que cette option n'est pas viable, actuellement. Les contraintes reliées au gaz naturel comprennent notamment la nécessité de procéder à sa déshydratation lors du traitement et l'utilisation d'un volume suffisant de gaz pour justifier la construction d'un pipe-line de six pouces pour en assurer le transport.

Tuktoyaktuk est actuellement alimenté à l'électricité à partir d'Inuvik au moyen d'une ligne de transport de 69 kV construite au début des années 1970. Cette ligne de transport approche de la fin de sa vie utile et une capacité de production supplémentaire pourrait bien s'avérer nécessaire bientôt à Tuktoyaktuk. Des études préliminaires indiquent que la disponibilité de mazout lourd en provenance d'une usine d'étépage en mer de Beaufort pourrait permettre l'installation d'une nouvelle centrale pour remplacer les installations qui alimentent Tuktoyaktuk en électricité—la ligne de transport de la CÉNC et les installations distinctes des sociétés Dome Petroleum et Gulf Oil. Éventuellement, Inuvik pourrait peut-être également tirer parti du pétrole lourd produit dans la région de la mer de Beaufort.

L'alimentation de Tuktoyaktuk en électricité est compliquée par la présence de centrales industrielles non reliées au réseau qui alimente l'agglomération en électricité, les sociétés Dome et Gulf ayant établi des réseaux d'électricité distincts pour alimenter le camp de base de Tuktoyaktuk. Ces installations ont été en grande partie financées par des subventions versées dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers, adopté aux termes du Programme énergétique national, mais elles ne profitent aucunement aux résidents permanents de Tuktoyaktuk.

L'existence de trois sources discrètes d'électricité au sein d'une agglomération de l'importance de Tuktoyaktuk constitue



evidence of the deficiencies of past planning and organizational activities in the Beaufort Sea region. The future provision of electrical service in Tuktoyaktuk should be rationalized on an overall basis, and the needs of the permanent residents in the community be fully recognized and accommodated.

At Frobisher Bay in the eastern arctic, NCPC's annual fuel requirement of some 10 million litres is imported from the Montreal area by means of an annual sealift during the brief arctic shipping season. The next immediately prospective oil production in the Canadian north is from the Bent Horn field on Cameron Island in the High Arctic. Panarctic Oils is projecting oil production from a pilot plant in 1985 or 1986. The route to market for this oil is around Baffin Island on its way to markets in the south, that is in the opposite direction to oil imports into the area. The eastern arctic region will be better served if locally produced oil is available to meet regional requirements and production in excess of regional requirements is then exported to the south.

#### 4. Hydro Power Potentials

In the past northern hydro development for the generation of electricity has basically occurred in conjunction with the entry into production and expansion of base and precious metal mines. With mining development in the Canadian north presently in a hiatus of uncertain duration, this linkage of mining and hydro power development may be said to be broken, at least temporarily.

The Norman Wells oilfield expansion and pipeline project is the first northern energy project for the export of hydrocarbons to the south (aside from natural gas production adjacent to the British Columbia border). As noted above, the Norman Wells project now provides a local fuel source for NCPC's provision of electrical service in the community of Norman Wells. While the present arrangement at Norman Wells represents a satisfactory short-term solution, this non-renewable energy project is proceeding without concurrent development of an available renewable energy source which could supply energy to that project and more generally facilitate development of the regional economy.

The renewable energy potential in the Norman Wells area is the hydro capacity of the Great Bear River system. A reconnaissance study in connection with the Norman Wells oilfield expansion project indicates the feasibility of a hydro power development of some 14 Megawatts to supply the expanded demand for electricity at Norman Wells, and possibly the nearby communities of Fort Norman and Fort Franklin. Development of the Wolverine Creek location on the Great Bear River would require the switching of Imperial Oil's operation at Norman Wells to a renewable energy source for its electrical requirements.

une preuve manifeste des lacunes passées au niveau de la planification et de l'organisation, dans la région de la mer de Beaufort. La prestation éventuelle du service d'électricité à Tuktoyaktuk devrait être rationalisée dans une perspective globale, et les besoins des résidents permanents de la communauté devraient être pleinement reconnus et satisfaits.

A Frobisher Bay, dans l'Arctique de l'Est, les besoins annuels en mazout de la CÉNC, qui s'établissent à environ 10 millions de litres, sont satisfaits par des importations depuis la région de Montréal, grâce à une liaison maritime établie durant la brève saison de navigation dans l'Arctique. La prochaine production pétrolière imminente dans le Nord canadien devrait venir du champ Bent Horn, sur l'île Cameron, dans l'Arctique supérieur. La Panarctic Oils prévoit entreprendre la production en 1985 ou 1986, à partir d'installations pilotes. La voie envisagée pour amener ce pétrole au marché prévoit contourner l'île de Baffin, pour rallier les marchés du Sud, soit dans une direction opposée aux importations de pétrole dans la région. La région de l'Arctique de l'Est sera mieux desservie si le pétrole produit localement est disponible pour répondre aux besoins de la région et si la production excédentaire aux besoins de la région était ensuite exportée vers le Sud.

#### 4. Potentiels hydro-électriques

Par le passé, la mise en valeur des ressources hydrauliques à des fins de production d'électricité s'est en gros faite conjointement avec la mise en production et l'expansion des mines de métaux de base et de métaux précieux. Comme l'exploitation minière dans le Nord canadien est actuellement suspendue pour une période indéterminée, on peut affirmer que le lien entre l'exploitation minière et le développement hydro-électrique est brisé, du moins temporairement.

L'expansion du champ pétrolier de Norman Wells et le projet de pipe-line constituent le premier projet énergétique septentrional visant l'exportation d'hydrocarbures vers le Sud (à part la production de gaz naturel près de la limite de la Colombie-Britannique). Comme nous l'avons déjà dit, les installations de Norman Wells fournissent actuellement une source d'alimentation locale permettant d'assurer la prestation par la CÉNC du service d'électricité à la communauté de Norman Wells. Même si l'accord actuel, à Norman Wells, constitue une solution à court terme satisfaisante, ce projet axé sur une source d'énergie renouvelable se poursuit sans développement parallèle de sources énergétiques basées sur une ressource renouvelable, susceptible de fournir de l'énergie à ce projet et, de façon plus générale, de faciliter le développement de l'économie régionale.

Le potentiel d'énergie renouvelable, dans la région de Norman Wells, est celui offert par les ressources hydrauliques du bassin hydrographique Gros Ours. Une étude préliminaire, reliée au projet d'expansion des installations pétrolières de Norman Wells, indique la faisabilité d'une centrale hydro-électrique d'environ 14 megawatts, pour répondre à la demande accrue d'électricité à Norman Wells et, peut-être, à celle des agglomérations voisines de Fort Norman et Fort Franklin. Le harnachement de la rivière Gros Ours, à la hauteur de Wolverine Creek, nécessiterait la conversion des installations de la Société pétrolière Impériale, à Norman Wells, à une source



The full hydro power potential of the Great Bear River is estimated to be 600 Megawatts. Large-scale hydro development on the Great Bear would potentially impact across the Mackenzie District of the Northwest Territories. An internal NCPC study indicates the feasibility of developing 135 Megawatts at the Wolverine Creek location and constructing an 800 kilometre transmission line north to Tuktoyaktuk via Inuvik. Under this concept, additional demand for electricity would be obtained by competitive pricing which could trigger residential conversions from fuel oil to electricity for heating purposes.

Oil and gas production activities in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region would assist the economics of an electrical transmission line north from Norman Wells. If Beaufort oil and/or gas production is to be transported to southern markets by means of a pipeline(s), the potential of a hydro-based power supply is further enhanced.

A second stage development would consist of an additional 35 Megawatts being developed at Wolverine Creek and a 580 kilometre transmission line on a direct route to Yellowknife. This southern leg would also rely on conversions from fuel oil to electricity, but it is indicated to be less prospective than a northern transmission line at the present time.

Hydro development on the Great Bear River could also prospectively supply potential mining operations at MacMillan Pass and Howard's Pass on the Yukon-NWT border by means of a transmission line westward along the NWT section of the North Canol Road. An eventual link with the Yukon transmission grid would be feasible under this scenario.

In Yukon, a considerable amount of preliminary investigation of hydro power potentials has been undertaken over a number of years. A total hydro potential of some 11,000 Megawatts has been estimated throughout the territory:

|   |          |
|---|----------|
| —northern Yukon   | 1,100 MW |
| —Yukon River main stems                                       | 5,500    |
| —major Yukon River tributaries<br>(Pelly, Stewart and Teslin) | 2,200    |
| —Liard basin in Yukon   | 550      |
| —Alsek basin in Yukon   | 500      |
| —Yukon River basin in B.C.                                    | 150      |
| —other sites in south and central Yukon                       | 400      |
| —miscellaneous  | 600      |

##### 5. The Role of Hydro Power

While hydro power potentials dominate the investigation and planning activities of the Northern Canada Power Commission, alternative energy sources and trends are monitored

d'énergie renouvelable, pour répondre à ses besoins en électricité.

Le plein potentiel hydro-électrique de la rivière Gros Ours est estimé à 600 megawatts. Le harnachement, sur une grande échelle, du potentiel hydro-électrique de la rivière Gros Ours pourrait avoir des incidences dans tout le district du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest. Une étude interne de la CÉNC indique la faisabilité d'aménager 135 megawatts à la hauteur de Wolverine Creek et de construire une ligne de transport de 800 kilomètres, vers le Nord, pour rallier Tuktoyaktuk via Inuvik. D'après ce concept, une demande additionnelle d'électricité serait suscitée par l'adoption de prix concurrentiels susceptibles de déclencher la conversion à l'électricité des résidences chauffées au mazout.

Les activités de production pétrolière et gazière dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie contribueraient à rentabiliser l'exploitation d'une ligne de transport d'électricité, en direction Nord, depuis Norman Wells. Si le pétrole et le gaz tirés de la région de Beaufort doivent être amenés jusqu'aux marchés du Sud au moyen d'un pipe-line, ceci améliorera les possibilités offertes par l'approvisionnement hydro-électrique.

Une deuxième étape comprendrait la mise en place de 35 megawatts supplémentaires à Wolverine Creek, et la construction d'une ligne de transport de 580 kilomètres, selon un tracé en ligne droite, jusqu'à Yellowknife. Ce tronçon sud retient également le remplacement du mazout par l'électricité, mais il semble dépendre beaucoup moins de la prospective que ce n'est le cas pour la ligne de transport septentrionale, à l'heure actuelle.

La mise en valeur du potentiel hydro-électrique de la rivière Gros Ours pourrait également peut-être subvenir aux besoins de certaines exploitations minières possibles, à MacMillan Pass et à Howard's Pass, près de la limite qui sépare le Yukon et les T.N.-O., au moyen d'une ligne de transport, orientée vers l'Est et qui longerait le tronçon des T.N.-O. de la route de North Canol. Une liaison éventuelle avec le réseau de transport du Yukon serait faisable, dans le cadre de ce scénario.

On a fait au Yukon depuis un certain nombre d'années, beaucoup d'études préliminaires du potentiel hydro-électrique et on a attribué au Territoire un potentiel hydro-électrique estimatif de 11 000 megawatts, répartis comme suit:

|   |          |
|---|----------|
| —nord du Yukon  | 1 100 MW |
| —principaux bras du fleuve Yukon  | 5 500    |
| —principaux tributaires du fleuve Yukon<br>(rivière Pelly, Stewart et Teslin) | 2 200    |
| —bassin Liard, au Yukon   | 550      |
| —bassin Alsek, au Yukon   | 500      |
| —bassin du fleuve Yukon, en C.-B.   | 150      |
| —autres emplacements dans le Sud et le Centre<br>du Yukon                     | 400      |
| —divers   | 600      |

##### 5. Le rôle de l'hydro-électricité

Même si le potentiel hydro-électrique vient au premier plan des travaux d'étude et de planification de la Commission d'énergie du Nord canadien, les autres sources d'énergie et

for applicability to northern conditions. One area of innovation has been the installation of residual heat recovery systems at several locations in recent years and additional residual heat agreements are being negotiated with the territorial governments. The waste heat is provided free of charge to the territorial governments provided that all capital, maintenance and incremental costs attributable to this supply are borne by the user.

On an overall basis, however, the climatic and operating conditions under which NCPC function are a severe restraint upon the adoption of any experimental or semi-proven technologies in the energy field.

A perspective on the roles of traditional and newer energy sources is provided by recent remarks of the Chairman and President of Ontario Hydro, Mr. Milan Nastich:

"If we decide that we must reduce dependency on oil, then we must do so as quickly as possible. We may not be given the time to make gradual changes . . .

This being the case, our greatest ally in assuring our future energy supply is proven technology—not theoretical technology that may become economic and reliable years down the road.

We must continue to try to develop new technologies, but must not neglect the technology that has the capability to help us immediately.

We must not neglect the proven, in the search for the possible.

The proven in Canada today is the electricity system . . ."

Page 3, "The Practical and the Possible: Darlington and After". Remarks to the Ontario Liberal Energy Symposium, University of Toronto, January 28, 1984.

autres tendances sont surveillées pour en déterminer les possibilités d'application aux contextes septentrionaux. L'un des secteurs d'innovation a été l'installation de systèmes de récupération de la chaleur résiduelle, à plusieurs endroits, ces dernières années, et d'autres accords reliés à la chaleur résiduelle sont actuellement en voie de négociation avec les gouvernements territoriaux. La chaleur excédentaire est fournie, à titre gracieux, aux gouvernements territoriaux, pourvu que l'utilisateur s'engage à payer tous les coûts attribuables à cet approvisionnement, qu'il s'agisse de coûts d'immobilisation, de frais d'entretien et de coûts progressifs.

Dans l'ensemble, toutefois, le contexte climatique et les conditions d'exploitation propres aux activités de la CÉNC imposent des contraintes rigoureuses à l'adoption de technologies expérimentales ou à moitié éprouvées, dans le domaine énergétique.

Les remarques récentes du Président de l'Ontario Hydro, M. Milan Nastich, ouvrent une perspective sur le rôle des sources énergétiques traditionnelles et celui des sources plus nouvelles:

«Si nous décidons qu'il nous faut réduire notre dépendance envers le pétrole, nous devons alors le faire le plus rapidement possible. Nous n'aurons peut-être pas le temps d'apporter des changements graduels . . .

Notre principal allié pour assurer notre approvisionnement énergétique éventuel demeure donc la technologie éprouvée, et non pas la technologie théorique susceptible de s'avérer économique et fiable dans plusieurs années, éventuellement.

Nous devons continuer à tenter de mettre au point de nouvelles technologies, mais nous ne devons pas négliger la technologie pouvant nous aider immédiatement.

Nous ne devons pas négliger ce qui est confirmé dans une recherche du possible.

Et ce qui est prouvé, au Canada, aujourd'hui, c'est le réseau de l'électricité . . .»

Page 3, «The Practical and the Possible: Darlington and After». Remarques au Colloque libéral sur l'énergie en Ontario, Université de Toronto, le 28 janvier 1984.







## APPENDIX "ENR-15Y"

## MINISTRY OF ENERGY

## ONTARIO

SUBMISSION TO THE  
STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES—  
REVIEW OF THE NATIONAL  
ENERGY PROGRAM

## MINISTRY OF ENERGY

JUNE 1984

## TABLE OF CONTENTS

## INTRODUCTION

## PRICING AND MACROECONOMIC IMPACTS

## REVENUES SHARING

## ONTARIO'S ENERGY SITUATION

- Changes in Ontario's Energy Demand
- Energy Conservation
- Oil Substitution
- Energy Supply Security
- Renewable Energy Development

## CANADIANIZATION

## CONCLUSION

## THE NATIONAL ENERGY PROGRAM

## INTRODUCTION

The Ontario Ministry of Energy is pleased to participate in this review of the National Energy Program (NEP) by the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources.

This submission provides a perspective on the effects of the NEP to date with a principal focus on Ontario. The province, with its relatively large population and industrial base, is the largest energy market in Canada. It is the main consumer of domestically produced crude oil and natural gas.

The NEP is interpreted to include the objectives, principles, policies and programs set out in the original document of October 1980, as well as the ensuing changes arising from the Canada/Alberta Agreement of September 1981 and similar agreements with other provinces, the NEP Update of May 1982 and the Amendment to the Canada/Alberta Agreement of June 1983.

The fundamental objectives of the NEP are energy security, fairness in pricing and revenue sharing and opportunity for Canadians to participate in the ownership of their petroleum industry. These objectives have been pursued through a set of

## APPENDICE «ERN-15Y»

## MINISTÈRE D'ÉTAT À L'ÉNERGIE

## ONTARIO

MÉMOIRE AU  
COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET DES  
RESSOURCES NATURELLES—  
REVUE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE  
NATIONAL

## MINISTÈRE D'ÉTAT À L'ÉNERGIE

JUIN 1984

## TABLE DES MATIÈRES

## INTRODUCTION

DÉTERMINATION DES PRIX ET INCIDENCES  
MACRO-ÉCONOMIQUES

## PARTAGE DES RECETTES

## SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE L'ONTARIO

- Évolution de la demande d'énergie en Ontario
- Économie d'énergie
- Remplacement du pétrole
- Sécurité de l'approvisionnement énergétique
- Mise en valeur de l'énergie renouvelable

## CANADIANISATION

## CONCLUSION

## LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

## INTRODUCTION

Le Ministère d'État à l'énergie de l'Ontario a le plaisir de participer à cette revue du Programme énergétique national (PÉN) entreprise par le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles.

Ce mémoire précise les répercussions du PÉN à ce jour, en s'attachant principalement à l'Ontario. La province, qui possède une base industrielle et une population relativement importantes, est le principal marché de l'énergie au Canada. Il s'agit du principal consommateur de pétrole brut et de gaz naturel canadiens.

Nous avons pris pour acquis que le PÉN comprend les objectifs, les principes, les orientations et les programmes précisés dans le programme original d'octobre 1980, ainsi que les changements ultérieurs découlant de l'Accord Canada/Alberta de septembre 1981 et des accords semblables conclu avec les autres provinces, la mise à jour du PÉN de mai 1982 et l'amendement à l'Accord Canada/Alberta de juin 1983.

Les objectifs fondamentaux du PÉN sont la sécurité énergétique, l'équité au niveau de la détermination des prix et du partage des recettes et la possibilité pour les Canadiens de participer à la propriété de leur industrie pétrolière. Ces objectifs ont été poursuivis grâce à un ensemble de mesures visant la déter-

measures relating to crude oil and natural gas pricing, taxation and incentives for both energy users and energy suppliers.

The following sections review the key NEP measures that have been implemented in pursuit of the stated goals and their impacts on the national situation in general and on Ontario specifically.

## PRICING AND MACROECONOMIC IMPACTS

Ontario produces close to two-fifths of Canada's economic output. It has a diversified industrial base and relies heavily on external markets for the creation of income and employment. Approximately one-half of Ontario's manufacturing output is sold within the province, one-quarter is shipped to other provinces and the balance goes to foreign markets. In some industries, such as machinery, transportation equipment and pulp and paper, over 70 per cent of output is sold outside of Ontario. Furthermore, domestic markets are open to external competition through imports.

Although Ontario has major hydroelectric and uranium resources, the province depends on outside sources for virtually all of its supplies of petroleum and natural gas. As a result, oil and gas price increases have an adverse effect on the province's terms of trade and overall economic performance. As income is diverted to pay for higher-priced energy, less spending occurs in other sectors of the economy. Even if the energy supplies are not purchased abroad, a huge shift in expenditure to the energy sector results in a dislocation of resources in non-energy producing industries. The result is a drop in provincial output and employment.

One of the explicit of the NEP was: "The blended price (of crude oil) will never exceed 85 per cent of the international price or the average price of oil in the United States, whichever is lower." Over the last year, the blended price has exceeded this target. Currently, it is about 93 per cent of the international price at Montreal and an even higher percentage of the price of comparable crude oil on the U.S. Gulf Coast.

The Canada/Alberta Agreement linked the Toronto wholesale price of natural gas to the Toronto blended oil price. The parity ratio was set at 65 per cent of the blended price on a heat content basis in order to encourage substitution for oil. The federal Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT) was the primary mechanism for adjusting the natural gas price to achieve the parity ratio.

Currently, the 65 per cent parity ratio is in effect with the NGGLT reduced to zero. The blended oil price has been stable over the past year. As a result the wholesale natural gas price has been relatively constant. However, wholesale gas prices in the United States have dropped markedly in the same period and, with the introduction of special marketing programs,

mination du prix du pétrole brut et du gaz naturel, de mesures fiscales et d'encouragements tant pour les usagers que les fournisseurs d'énergie.

Les rubriques qui suivent renvoient les principales mesures du PÉN adoptées pour réaliser les objectifs énoncés et leurs incidences tant sur la situation nationale générale que sur celle qui prévaut spécifiquement en Ontario.

## LA DÉTERMINATION DES PRIX ET LES RÉPERCUSSIONS MACRO-ÉCONOMIQUES

L'Ontario assure près des deux cinquièmes de la production économique du Canada. Son assise industrielle diversifiée dépend beaucoup des marchés extérieurs pour créer des revenus et des emplois. Environ la moitié de la production manufacturière de l'Ontario est vendue dans la province même, le quart est expédié vers d'autres provinces et le reste est destiné aux marchés étrangers. Dans certaines industries, notamment dans celle de la machinerie, du matériel de transport et des pâtes et papier, plus de 70 p. 100 de la production est vendue à l'extérieur de l'Ontario. De surcroît, les marchés intérieurs sont ouverts à la concurrence extérieure suscitée par les importations.

Même si l'Ontario dispose d'importantes ressources en hydro-électricité et en uranium, la Province dépend des sources extérieures pour presque tous ses approvisionnements de pétrole et de gaz naturel. Les hausses du prix du pétrole et du gaz ont donc des répercussions adverses pour l'Ontario en termes de commerce et de rendement économique général. Comme une partie plus importante du revenu sert à payer le prix relevé de l'énergie, les dépenses sont moins importantes dans d'autres secteurs de l'économie. Même si les approvisionnements d'énergie ne sont pas achetés à l'étranger, ce déplacement important des dépenses en faveur du secteur de l'énergie provoque une perturbation des ressources dans les industries qui ne produisent pas d'énergie, ce qui se traduit par une baisse de la production et de l'emploi dans la province.

Le PÉN précisait explicitement que «Le prix pondéré (du pétrole brut) ne dépassera jamais 85 p. 100 du prix international ou le prix moyen du pétrole aux États-Unis, s'il est inférieur au prix international». L'an dernier, le prix pondéré a dépassé cette cible. Actuellement, il s'établit à environ 93 p. 100 du prix international du brut à Montréal et à un pourcentage même supérieur du prix du brut comparable offert sur la côte est des États-Unis et du golfe du Mexique.

L'accord Canada/Alberta reliait le prix de gros du gaz naturel à Toronto au prix du pétrole pondéré à Toronto. Ce rapport de parité a été établi à 65 p. 100 du prix pondéré sur une base de teneur thermique, dans le but d'encourager le remplacement du pétrole. La taxe fédérale sur le gaz naturel et les liquides de gaz (TGNLG) a constitué le principal mécanisme d'ajustement du prix du gaz naturel pour réaliser le rapport de parité.

Actuellement, le rapport de parité de 65 p. 100 est en vigueur et la TGNLG est réduite à zéro. Le prix du pétrole intégré a été stable durant la dernière année. Il en résulte que le prix de gros du gaz naturel a été relativement constant. Toutefois, les prix de gros du gaz, aux États-Unis, ont nettement baissé durant cette même période et, grâce à la mise en appli-



many industries in the United States can now buy natural gas for at least one dollar per Mcf below former prices. Consequently, the competitive position of Ontario manufacturers has been weakened.

Furthermore, with the flexibility provided by the NGGLT no longer available, there is considerable uncertainty that the 65 per cent parity will be maintained after the Amendment to the Canada/Alberta Agreement expires on January 31, 1985.

The price increases between 1979 and 1983 virtually doubled Ontario's wholesales costs of crude oil and natural gas, from \$4.7 billion to about \$9 billion. Based on 1983 consumption levels, a one dollar per barrel increase in domestic crude oil prices adds about \$180 million to Ontario's annual energy bill. A twenty-five cent increase per Mcf in natural gas prices adds approximately \$160 million to the bill.

The estimated, cumulative macroeconomic impact of energy price increases was a 3 to 4 per cent reduction in Ontario's total real output and a loss of 90,000 jobs over the 1979-83 period. Furthermore, as much as one-third of the inflation experienced in the past several years has been due to energy price escalation.

Households have been cutting their demand for energy in response to the price increases. Despite this, they have found it necessary to restrain their purchases of other goods and services in order to absorb the energy price impacts on their budgets. Average family income in Ontario, unadjusted for inflation, has risen by about 40 per cent from 1979 to 1983. Meanwhile, retail prices have increased by more than 130 per cent for home heating oil, 100 per cent for gasoline and 90 per cent for natural gas.

Industrial energy users are also hard hit by oil and gas price increases. Not only does demand for their products decrease due to the erosion of consumers' disposable income but production costs increase as well. These increased costs result in higher prices for their output if passed on to consumers or declining profit margins if they are absorbed by business enterprises. Either response has adverse impacts on real output, investment and employment in the province. Furthermore, export oriented industries find it difficult to retain or expand their market share in foreign countries.

Many of Ontario's key industries are heavy users of energy, particularly oil and natural gas. For example, energy costs exceed 15 per cent of value added in the pulp and paper, non-metallic minerals, primary metals and chemicals industries. Approximately 90 per cent of variable costs for ammonia production in the fertilizer industry is due to natural gas feedstock and energy costs.

As pointed out in the recent Petrochemical Industry Task Force Report, feedstock cost increases have placed the

cation de programmes spéciaux de commercialisation, plusieurs industries américaines peuvent maintenant acheter du gaz naturel à un coût réduit d'au moins un dollar le Mpi<sup>3</sup>. La position concurrentielle des manufacturiers de l'Ontario a donc été affaiblie.

En outre, comme la souplesse fournie par la TGNLG n'est plus disponible, on ne sait trop si le rapport de parité de 65 p. 100 sera maintenu lorsqu'expirera l'Amendement à l'Accord Canada/Alberta, le 31 janvier 1985.

Les hausses de prix enregistrées entre 1979 et 1983 ont virtuellement doublé, pour l'Ontario, les coûts d'achat en gros du pétrole brut et du gaz naturel, qui sont passés de 4,7 milliards à environ 9 milliards de dollars. En se basant sur les niveaux de consommation de 1983, une hausse d'un dollar par baril du prix du brut canadien ajoute quelque 180 millions de dollars à la note énergétique annuelle de l'Ontario. Une hausse du prix du gaz naturel de 0,25 \$ le Mpi<sup>3</sup>, ajoute environ 160 millions de dollars à la note.

On a estimé que l'incidence macro-économique cumulative des hausses du prix de l'énergie a pris la forme d'une réduction de 3 à 4 p. 100 du produit réel total de l'Ontario et d'une perte de 90 000 emplois, durant la période de 1979 à 1983. En outre, jusqu'à un tiers de l'inflation enregistrée au cours des dernières années est attribuable à l'escalade du prix de l'énergie.

Les ménages ont réduit leur demande d'énergie en réaction aux hausses de prix. Malgré tout, ils ont également jugé nécessaire de restreindre l'acquisition d'autres biens et services pour absorber les répercussions des hausses du prix de l'énergie sur leurs budgets. Le revenu familial moyen en Ontario, non redressé pour tenir compte de l'inflation, a augmenté d'environ 30 p. 100 entre 1979 et 1983. Durant cette période, les prix au détail ont augmenté de plus de 130 p. 100 dans le cas du mazout utilisé pour le chauffage résidentiel, de 100 p. 100 dans le cas de l'essence et de 90 p. 100 dans le cas du gaz naturel.

Les usagers industriels d'énergie sont également durement touchés par les hausses du prix du pétrole et du gaz. Non seulement la demande de leurs produits diminue en raison de l'érosion du revenu disponible du consommateur, mais les coûts de production augmentent également. Ces coûts accrus se traduisent par le relèvement des prix de leurs produits, lorsque ceux-ci sont transmis aux consommateurs, ou par la réduction des marges bénéficiaires, lorsque ceux-ci sont absorbés par l'entreprise. Dans l'un ou l'autre cas, ceci influence négativement la production réelle, les investissements et l'emploi dans la province. En outre, les industries axées sur l'exportation ont des difficultés à maintenir ou à étendre leur part du marché dans les pays étrangers.

Plusieurs des industries clés de l'Ontario sont d'importants usagers d'énergie, notamment de pétrole et de gaz naturel. Ainsi, par exemple, les coûts de l'énergie sont supérieurs à 15 p. 100 de la valeur ajoutée dans l'industrie des pâtes et papier, des minéraux non métalliques, des métaux primaires et des produits chimiques. Environ 90 p. 100 des coûts variables de la production d'ammoniaque dans l'industrie des engrais est attribuable aux coûts de l'énergie et des charges d'alimentation en gaz.

Comme le faisait remarquer le récent rapport du Groupe de travail de l'industrie de la pétrochimie, les hausses du coût des



Ontario-based petrochemical industry at a considerable disadvantage relative to foreign competitors. Consequently, an important segment of the province's industrial structure is now at risk.

In addition to the real cost imposed on industry by actual petroleum price increases, there is a hidden cost arising from uncertainty with respect to future policy for oil and gas pricing. This uncertainty is inhibiting investment by industrial enterprises and creating losses in potential productivity and employment.

Ontario's economy has been forced to adjust to abrupt increases in energy prices over the past four years. The transition has proved to be costly in terms of lost output, unemployment, inflation and erosion of the industrial base.

### REVENUE SHARING

Ontario has consistently held the position that the national energy policy should include a revenue sharing arrangement which addresses the needs of both the producer and consumer provinces. In 1979, the Premier of Ontario outlined a comprehensive, national reinvestment plan for recycling the income transfers arising from increases in oil and natural gas prices. The goals were to sustain national output and employment and contain inflation while simultaneously enhancing national energy security.

The fiscal regime that was introduced in the NEP was designed to achieve a more even distribution of the revenues resulting from higher oil and natural gas prices. It was modified by the Canada/Alberta Agreement of September 1981 which sought to generate additional revenues by accelerating price increases beyond the NEP schedule. Further adjustments to pricing and revenue sharing were introduced in May 1982 and June 1983.

What has been the result of these policy changes since 1979? As shown in Table 1, total upstream revenues from crude oil and natural gas, after allowing for operating costs, are double the 1979 level of \$10 billion. About one-third of the total is derived from sales in Ontario, one-quarter from sales elsewhere in Canada and the balance from exports.

The federal government has succeeded in increasing its own share of this enlarged flow but has made significant concessions to the industry since mid-1982.

The producing provinces are receiving a larger amount in dollar terms but a smaller percentage of total revenues.

The petroleum industry is now receiving more than two and a half times the amount it received in 1979. Following a temporary decline, its share is now much higher than was the case immediately prior to the introduction of the NEP.

charges d'alimentation ont placé l'industrie de la pétrochimie établie en Ontario dans une situation nettement désavantagée par rapport à ses concurrents étrangers. Il s'ensuit qu'un secteur important de la structure industrielle de la province est maintenant menacé.

En plus du coût réel imposé à l'industrie par les hausses courantes du prix du pétrole, un coût caché est généré par l'incertitude concernant la politique éventuelle relative à la détermination du prix du pétrole et du gaz. Cette incertitude n'encourage pas les entreprises industrielles à consentir des investissements et elle suscite des pertes au niveau des possibilités d'amélioration de la productivité et de la création d'emplois.

L'économie de l'Ontario a dû s'ajuster à des hausses abruptes des prix de l'énergie, au cours des quatre dernières années. La transition s'est avérée coûteuse en termes de production perdue, de chômage, d'inflation et d'érosion de l'assise industrielle.

### LE PARTAGE DES RECETTES

L'Ontario a toujours soutenu la position voulant que la politique énergétique nationale comporte une disposition concernant le partage des recettes, qui reconnaisse les besoins tant des provinces productrices que des provinces consommatrices. En 1979, le Premier ministre de l'Ontario a exposé un plan national global de réinvestissement pour recycler les transferts de recettes générées par les hausses des prix du pétrole et du gaz naturel. Les objectifs visés: maintenir l'emploi et la production nationale et circonscrire l'inflation tout en améliorant la sécurité énergétique nationale.

Le régime fiscal présenté dans le PÉN devait assurer une répartition plus égale des recettes générées par le relèvement des prix du pétrole et du gaz naturel. Il a été modifié par l'Accord Canada/Alberta de septembre 1981 qui visait à générer des recettes additionnelles en accélérant les hausses de prix, à un rythme plus rapide que celui prévu dans le PÉN. D'autres ajustements reliés à la détermination des prix et au partage des recettes ont été apportés en mai 1982 et juin 1983.

Quel a été le résultat de ces changements d'orientation depuis 1979? Comme l'indique le Tableau 1, le total des recettes en amont générées par le gaz naturel et le pétrole brut, après avoir tenu compte des coûts d'exploitation, s'établit au double du niveau de 10 milliards de dollars enregistré en 1979. Environ le tiers du total provient des ventes faites en Ontario, le quart, des ventes faites ailleurs au Canada, et le reste, des exportations.

Le gouvernement fédéral a réussi à accroître sa quote-part de ces recettes accrues; il a toutefois fait d'importantes concessions à l'industrie depuis le milieu de 1982.

Les provinces productrices reçoivent davantage en termes de dollars, mais elles touchent un pourcentage réduit du total des recettes.

L'industrie pétrolière touche maintenant deux fois et demie le montant retenu en 1979. Après avoir enregistré une baisse temporaire, sa part est maintenant beaucoup plus importante qu'avant l'adoption du PÉN.

TABLE 1: Net Upstream Revenues from Canadian Crude Oil and Natural Gas Production

|             | Industry |    | Provincial |    | Federal |    | Total   |
|-------------|----------|----|------------|----|---------|----|---------|
|             | \$Bill.  | %  | \$Bill.    | %  | \$Bill. | %  | \$Bill. |
| 1979        | 4.19     | 41 | 4.65       | 46 | 1.34    | 13 | 10.18   |
| 1980        | 6.30     | 46 | 5.51       | 40 | 1.83    | 14 | 13.64   |
| 1981        | 5.95     | 40 | 5.60       | 37 | 3.45    | 23 | 15.00   |
| 1982        | 7.51     | 40 | 6.03       | 33 | 5.11    | 27 | 18.65   |
| 1983        | 10.60    | 53 | 5.31       | 27 | 3.98    | 20 | 19.89   |
| 1984 (est.) | 11.10    | 55 | 5.37       | 27 | 3.71    | 18 | 20.18   |

Note: The industry share includes incentive payments received from Alberta and the federal government. The provincial share includes land payments made by the industry. Revenues shown are net of operating costs.

Sources: 1979-82, *Canadian Petroleum Industry Monitoring Survey*, various issues.

1983-84, *Detailed Revenue Sharing and Netback Assumptions, Canada/Alberta Agreement*, Energy, Mines and Resources Canada.

From 1980 to 1983, the federal government obtained about \$14.4 billion in net revenues, that is, exclusive of its incentive payments to the petroleum industry. It has used part of these revenues to provide direct assistance to energy users for conservation and oil substitution as well as to support energy research and technology development. Federal expenditures on consumer-oriented energy programs and energy technology research across Canada have amounted to less than two billion dollars over the 1980/81 to 1983/84 fiscal years. These outlays represent well under 15 per cent of the cumulative federal receipts from upstream revenues over that period.

It is clear that the bulk of revenues generated by rapid oil and natural gas price increases has come from the major energy consuming regions, such as Ontario, with few direct reinvestment offsets.

## ONTARIO'S ENERGY SITUATION

In light of significant changes in the energy environment, Ontario has implemented a strategy for reducing energy consumption and increasing Canadian oil self-sufficiency. This strategy has three major components: conservation of energy in all forms; substituting electricity, natural gas and renewable energy forms for oil; and, increasing the domestic supply of petroleum. The basic policies are contained in two public documents: "Energy Security for the Eighties: A Policy for Ontario" (1979) and "A Ten Point Energy Conservation and Oil Substitution Program" (1980).

### *Changes In Ontario's Energy Demand*

Ontario's response to the sharp rise in energy prices has been positive, direct and significant. Chart 1 shows that total primary energy use in the province peaked in 1979 at nearly

TABLEAU 1: Recettes nettes en amont générées par la production canadienne de pétrole brut et de gaz naturel

|             | Industrie    |    | Provinciales |    | Fédérales    |    | Total        |
|-------------|--------------|----|--------------|----|--------------|----|--------------|
|             | milliards \$ | %  | milliards \$ | %  | milliards \$ | %  | milliards \$ |
| 1979        | 4.19         | 41 | 4.65         | 46 | 1.34         | 13 | 10.18        |
| 1980        | 6.30         | 46 | 5.51         | 40 | 1.83         | 14 | 13.64        |
| 1981        | 5.95         | 40 | 5.60         | 37 | 3.45         | 23 | 15.00        |
| 1982        | 7.51         | 40 | 6.03         | 33 | 5.11         | 27 | 18.65        |
| 1983        | 10.60        | 53 | 5.31         | 27 | 3.98         | 20 | 19.89        |
| 1984 (est.) | 11.10        | 55 | 5.37         | 27 | 3.71         | 18 | 20.18        |

Remarque: La part de l'industrie comprend les paiements d'encouragement de l'Alberta et du gouvernement fédéral. La part provinciale comprend les paiements fonciers faits par l'industrie. Les recettes indiquées sont nettes, c'est-à-dire que les coûts d'exploitation ont été soustraits.

Sources: 1979-82, *Canadian Petroleum Industry Monitoring Survey*, livraisons diverses.

1983-84, Hypothèses détaillées concernant le partage des recettes et le revenu net, Accord Canada/Alberta, Énergie, Mines et Ressources, Canada.

Entre 1980 et 1983, le gouvernement fédéral a touché des recettes nettes d'environ 14,4 milliards de dollars, c'est-à-dire après le versement des encouragements à l'industrie pétrolière. Il a utilisé une partie de ces recettes pour fournir une aide directe aux usagers d'énergie afin d'encourager l'économie d'énergie et le remplacement du pétrole et soutenir la recherche sur l'énergie et le développement de la technologie. Les dépenses fédérales au titre des programmes énergétiques axés sur les consommateurs et de la recherche sur la technologie énergétique par tout le Canada, se sont chiffrées à moins de deux milliards de dollars, durant les exercices 1980-1981 à 1983-1984. Ces déboursés représentent moins de 15 p. 100 des revenus fédéraux cumulatifs tirés des recettes en amont, durant cette période.

Il est clair que le gros des recettes générées par les hausses rapides du prix du pétrole et du gaz naturel est venu des grandes régions consommatrices d'énergie, comme l'Ontario, avec peu de compensations au niveau des réinvestissements directs.

## SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE L'ONTARIO

A la lumière de l'évolution significative du contexte énergétique, l'Ontario a mis en place une stratégie visant à réduire sa consommation d'énergie et à accroître l'autosuffisance pétrolière du Canada. Cette stratégie comporte trois volets: l'économie de l'énergie sous toutes ses formes, le remplacement du pétrole par l'électricité, le gaz naturel et les formes d'énergie renouvelable, ainsi que l'accroissement de l'approvisionnement pétrolier intérieur. Les politiques de base sont énoncées dans deux documents publics: «Energy Security for the Eighties: A Policy for Ontario» (1979) et «A Ten Point Energy Conservation and Oil Substitution Program» (1980).

### *L'évolution de la demande énergétique de l'Ontario*

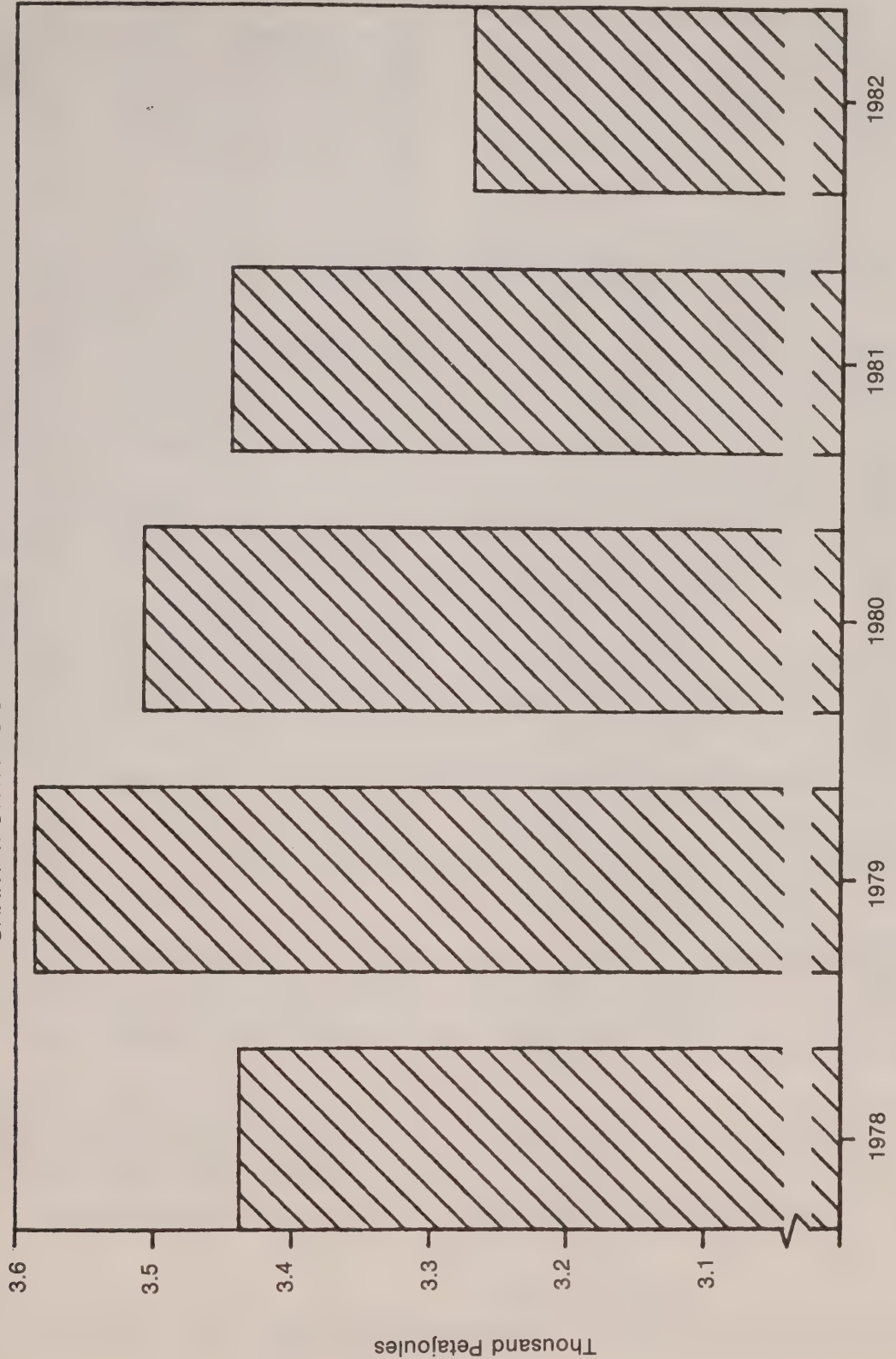
La réaction de l'Ontario à la hausse marquée des prix de l'énergie a été positive, directe et significative. Le Tableau 1 révèle que la consommation totale d'énergie primaire en Onta-

3500 petajoules. At that time, oil use also peaked and comprised just over 40 per cent of the total. By 1982, total primary energy demand had declined by over 9 per cent from the peak. During the same period, oil use was reduced by nearly 22 per cent and the oil share declined to less than 35 per cent.

rio a atteint en 1979 un sommet, s'établissant à presque 3 500 petajoules. L'utilisation du pétrole a également atteint un sommet à ce moment-là et représentait un peu plus de 40 p. 100 du total. Vers 1982, la demande totale d'énergie primaire avait fléchi de plus de 9 p. 100, par rapport au sommet antérieur. Durant la même période, l'utilisation du pétrole fut réduite d'environ 22 p. 100 et la part occupée par le pétrole est passée à moins de 35 p. 100.

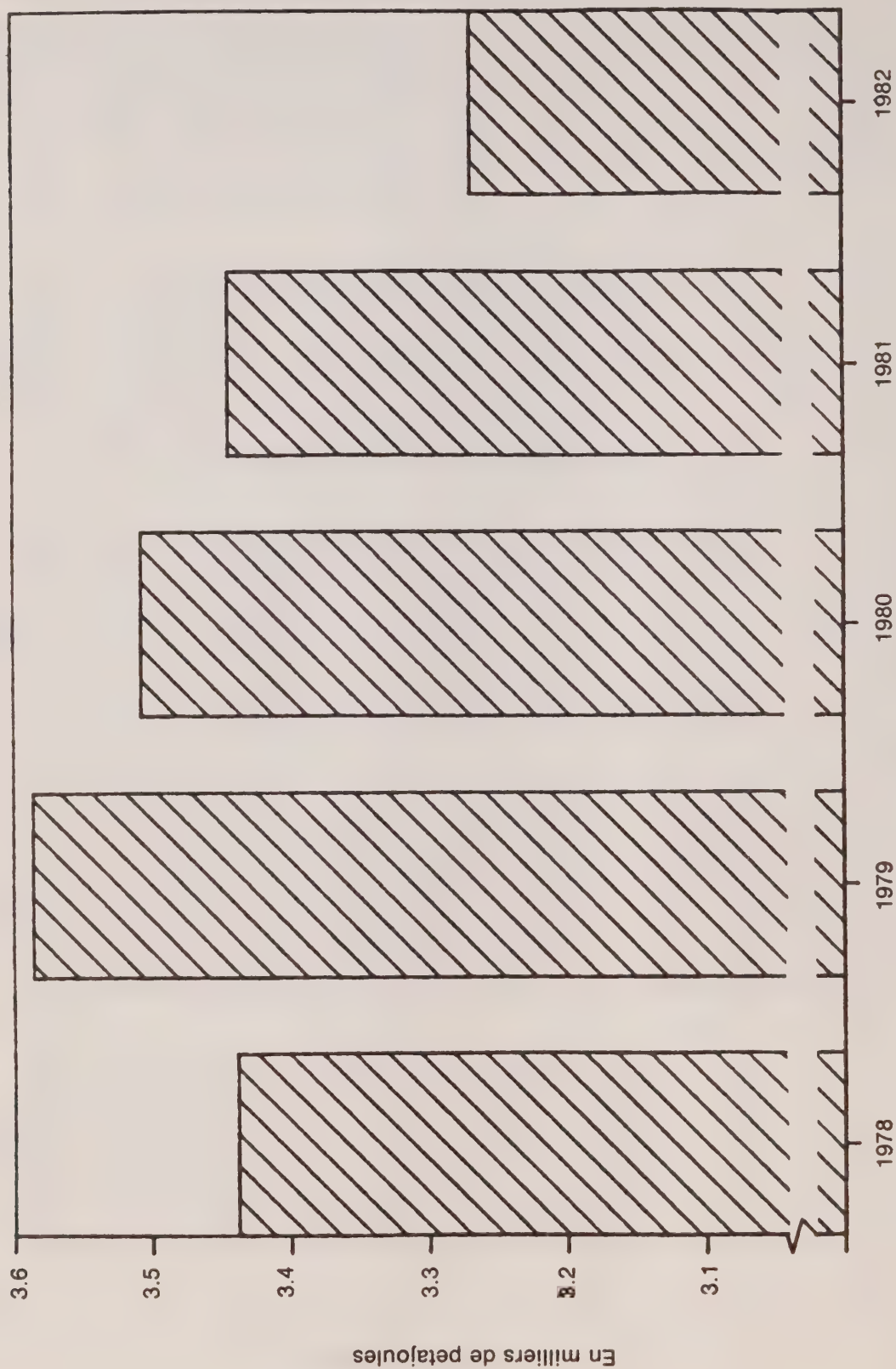


CHART 1: ONTARIO'S PRIMARY ENERGY USE



Source: Statistics Canada.

TABLEAU 1: UTILISATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN ONTARIO



Source: Statistique Canada.

Price escalation, government conservation programs and the recession have all contributed to this sharp reduction in energy demand. About 60 per cent of the decline in secondary energy use between 1980 and 1982 was due to the recession while the remaining 40 per cent resulted from improvements in the efficiency of energy use.

### *Energy Conservation*

Ontario has been reducing its energy requirements in relation to economic activity. Between 1979 and 1982, secondary energy use per dollar of real gross domestic product declined by close to 5 per cent. In many key areas of activity results have been very encouraging.

For example, the industrial sector reduced its energy use per dollar of output by nearly 10 per cent in the 1980-82 period. Average consumption of energy for household purposes fell by a similar amount while gasoline and diesel consumption per registered road vehicle was cut by nearly 8 per cent over the same period. Commercial building operators who are participating in Ministry of Energy conservation programs have reported energy savings of 22 per cent within the initial year of implementation. Since 1976, the Ontario government has reduced energy use in its own buildings by 25 per cent.

The government of Ontario has been assisting its citizens in making the transition to a more energy-conserving society. In the fiscal years 1979/80 through 1982/83, direct government expenditures for energy conservation totaled nearly \$55 million. Most of this expenditure has taken the form of incentives for equipment installation and energy management in the commercial and industrial sectors.

The province is providing funding and technical assistance to municipalities to develop energy management expertise. As well, the government has invested \$17 million in improving the energy efficiency of its own buildings.

In the residential sector, the provincial Heat Save Program, which shows homeowners the proper materials and techniques for conserving energy, has benefited over 100,000 homeowners in 37 communities. Also, certain energy-conserving materials have been exempt from provincial sales tax.

Energy conservation initiatives in the transportation sector include educational programs for fleet operators and drivers, promotion of van pooling by private and public employers and demonstrations of energy-conserving opportunities in traffic management.

### *Oil Substitution*

Along with the improvement in efficiency of overall energy use in the Ontario economy, there has been a pronounced

La hausse des prix, les programmes gouvernementaux d'économie et la récession sont autant de facteurs ayant contribué à cette importante réduction de la demande d'énergie. Environ 60 p. 100 de la réduction de l'utilisation d'énergie secondaire, entre 1980 et 1982, est attribuable à la récession alors que le 40 p. 100 restant s'explique par les améliorations apportées au niveau du rendement énergétique.

### *Économie d'énergie*

L'Ontario a réduit ses besoins en énergie par rapport à l'activité économique. Entre 1979 et 1982, l'utilisation d'énergie secondaire par dollar de produit intérieur brut réel a baissé de près de 5 p. 100. Dans plusieurs secteurs clés d'activité, les résultats se sont avérés très encourageants.

Ainsi, par exemple, le secteur industriel a réduit de presque 10 p. 100 son utilisation d'énergie par dollar de production, durant la période 1980-1982. La consommation moyenne d'énergie à des fins domestiques a baissé dans une proportion semblable alors que la consommation d'essence et de diesel par véhicule routier immatriculé a été réduite de presque 8 p. 100, durant cette même période. Les exploitants de bâtiments commerciaux qui participent aux programmes d'économie du ministère d'État à l'Énergie ont rapporté des économies d'énergie de 22 p. 100, durant les premières années de la mise en application des programmes. Depuis 1976, le Gouvernement de l'Ontario a réduit de 25 p. 100 l'utilisation d'énergie dans ses propres bâtiments.

Le Gouvernement de l'Ontario aide ses citoyens à faire la transition vers une société économisant davantage l'énergie. Durant les exercices 1979-1980 et 1982-1983, les dépenses gouvernementales directes au chapitre de l'économie de l'énergie se sont chiffrées à presque 55 millions de dollars. La plupart de ces dépenses ont pris la forme d'encouragements à l'installation de matériel et à la gestion de l'énergie dans les secteurs commercial et industriel.

La Province fournit des fonds et une aide technique aux municipalités pour leur permettre d'acquérir une expertise sur le plan de la gestion de l'énergie. Le gouvernement ontarien a également investi 17 millions de dollars pour améliorer le rendement énergétique de ses propres bâtiments.

Dans le secteur résidentiel, le Programme d'économie de la chaleur, qui présente aux propriétaires le matériel et les techniques appropriés permettant d'économiser l'énergie, a profité à plus de 100 000 propriétaires de résidences, répartis dans trente-sept agglomérations. Certains matériaux permettant d'économiser l'énergie ont également été exonérés de la taxe de vente provinciale.

Les initiatives visant à économiser l'énergie dans le secteur des transports comprennent des programmes de sensibilisation à l'intention des exploitants de parcs de véhicules et des conducteurs de véhicules, la promotion du regroupement des remorques par les employeurs publics et privés et la démonstration des possibilités offertes par la gestion de la circulation dans le but d'économiser l'énergie.

### *Le remplacement du pétrole*

Parallèlement à l'amélioration du rendement énergétique dans l'économie ontarienne, on a enregistré une nette réduction



reduction in oil consumption. As Chart 2 shows, Ontario's dependence on oil has been falling as a result of substitution of other energy forms.

The "off-oil" program contained in the NEP, the Canada Oil Substitution Program (COSP), has been instrumental in promoting oil substitution. Since the introduction of COSP in 1980, 234,000 Ontario homeowners have switched from oil as a heating fuel, primarily to natural gas, electricity and wood.

The Ontario government supports the objective of oil substitution. Municipalities and government institutions such as schools, colleges, universities and hospitals have received \$12 million and industry has been provided \$10 million to assist in converting from oil. These incentives alone have reduced annual oil consumption by about 150 million litres. In addition, the province's Residential Energy Advisory Program is helping to reinforce the substitution of other energy forms for oil in home heating.

In the most oil-dependent sector, transportation, provincial sales tax exemptions for alternative fuels, vehicles and conversion equipment have contributed to substantial reductions in gasoline use.

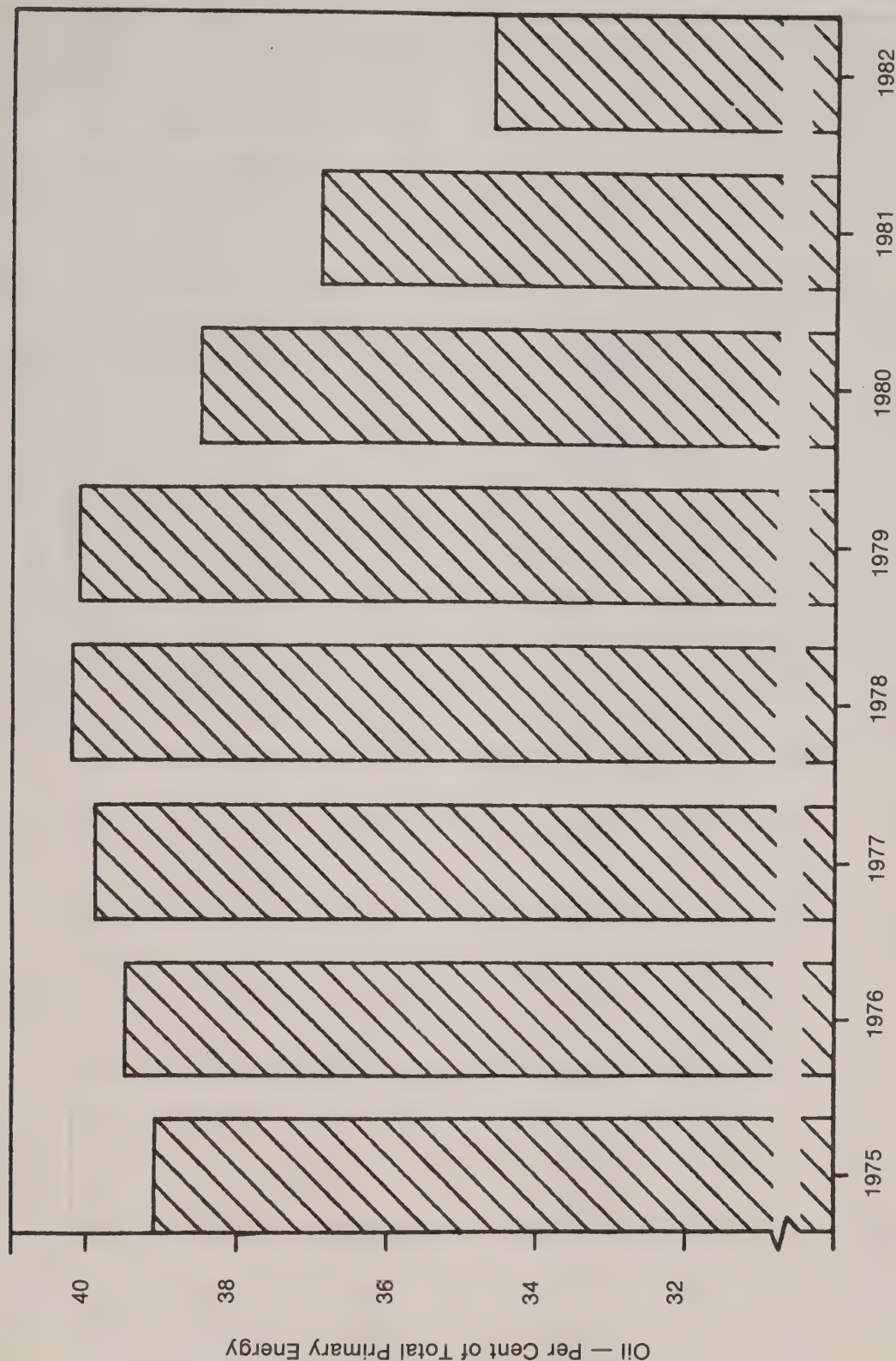
de la consommation de pétrole. Comme l'indique le Tableau 2, la dépendance de l'Ontario envers le pétrole a diminué grâce à la conversion à d'autres formes d'énergie.

Le programme de remplacement du pétrole prévu dans le PÉN, le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP), a contribué à promouvoir le remplacement du pétrole. Depuis l'adoption du PCRP en 1980, 234 000 propriétaires de résidences de l'Ontario ont abandonné le pétrole comme combustible, pour le remplacer principalement par le gaz naturel, l'électricité et le bois.

Le Gouvernement de l'Ontario soutient l'objectif du remplacement du pétrole. Les municipalités et les institutions gouvernementales, notamment les écoles, les collèges, les universités et les hôpitaux, ont touché douze millions de dollars et l'industrie a reçu dix millions de dollars pour favoriser le remplacement du pétrole. Ces encouragements à eux seuls ont permis de réduire d'environ 150 millions de litres la consommation annuelle de pétrole. Par ailleurs, le Programme consultatif sur l'utilisation de l'énergie dans les résidences favorise également le remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie, pour le chauffage des résidences.

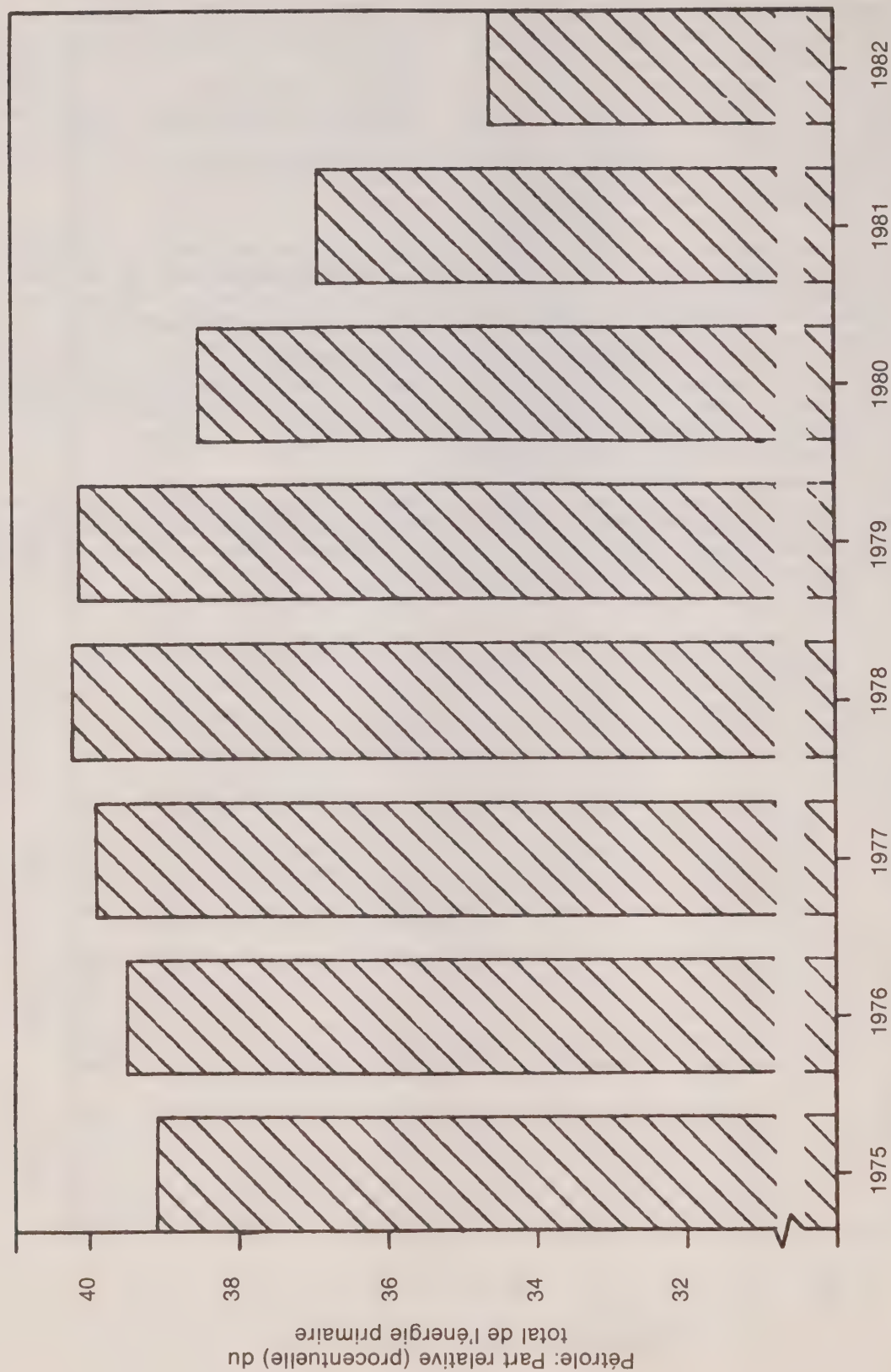
Dans le secteur qui dépend le plus du pétrole, c'est-à-dire les transports, les exonérations de taxes de vente provinciales sur les carburants de rechange, les véhicules et le matériel de conversion, ont contribué à une réduction sensible de la consommation d'essence.

CHART 2: ONTARIO'S OIL DEPENDENCE



Source: Statistics Canada.

TALBEAU 2: DÉPENDANCE DE L'ONTARIO ENVERS LE PÉTROLE



Source: Statistique Canada.



Approximately 280 million litres of propane were used for transportation purposes in 1983, replacing the need for 230 million litres of gasoline. In addition, Ontario jointly funds a number of projects to establish the feasibility of methanol-gasoline blends and neat methanol for vehicles in the Ontario market.

The trends in oil consumption in Ontario have been positive. The province is making a major contribution to the national goal of oil self-sufficiency.

#### *Energy Supply Security*

Ontario fully supports the objective of Canadian energy security. Given the relative abundance of natural gas, coal and uranium in Canada, the concern relates primarily to crude oil. Current conditions of over supply and excess production capacity for oil on a worldwide basis do not warrant complacency.

Chart 3 shows recent trends in Canada's demand for supply of crude oil. In 1983, Canada achieved "technical" self-sufficiency in oil. It was technical in the sense that production exceeded consumption. However, the mix of Canadian production is not totally suitable for Canadian refineries. Thus, imports are still an important component of Canadian oil supply and a portion of domestic production continues to be exported. As well, there are constraints to the movement of domestic supplies to meet the full requirements of the Atlantic provinces and eastern Quebec. Therefore, technical self-sufficiency is not equivalent to elimination of import dependence. Nevertheless, progress has been achieved in reducing the "import gap" since 1979.

Environ 280 millions de litres de propane ont été utilisés à des fins de transport en 1983, ce qui a permis de remplacer 230 millions de litres d'essence. De surcroît, l'Ontario finance conjointement un certain nombre de projets visant à déterminer la faisabilité d'utiliser des mélanges méthanol-essence et du méthanol pur dans les véhicules, sur le marché ontarien.

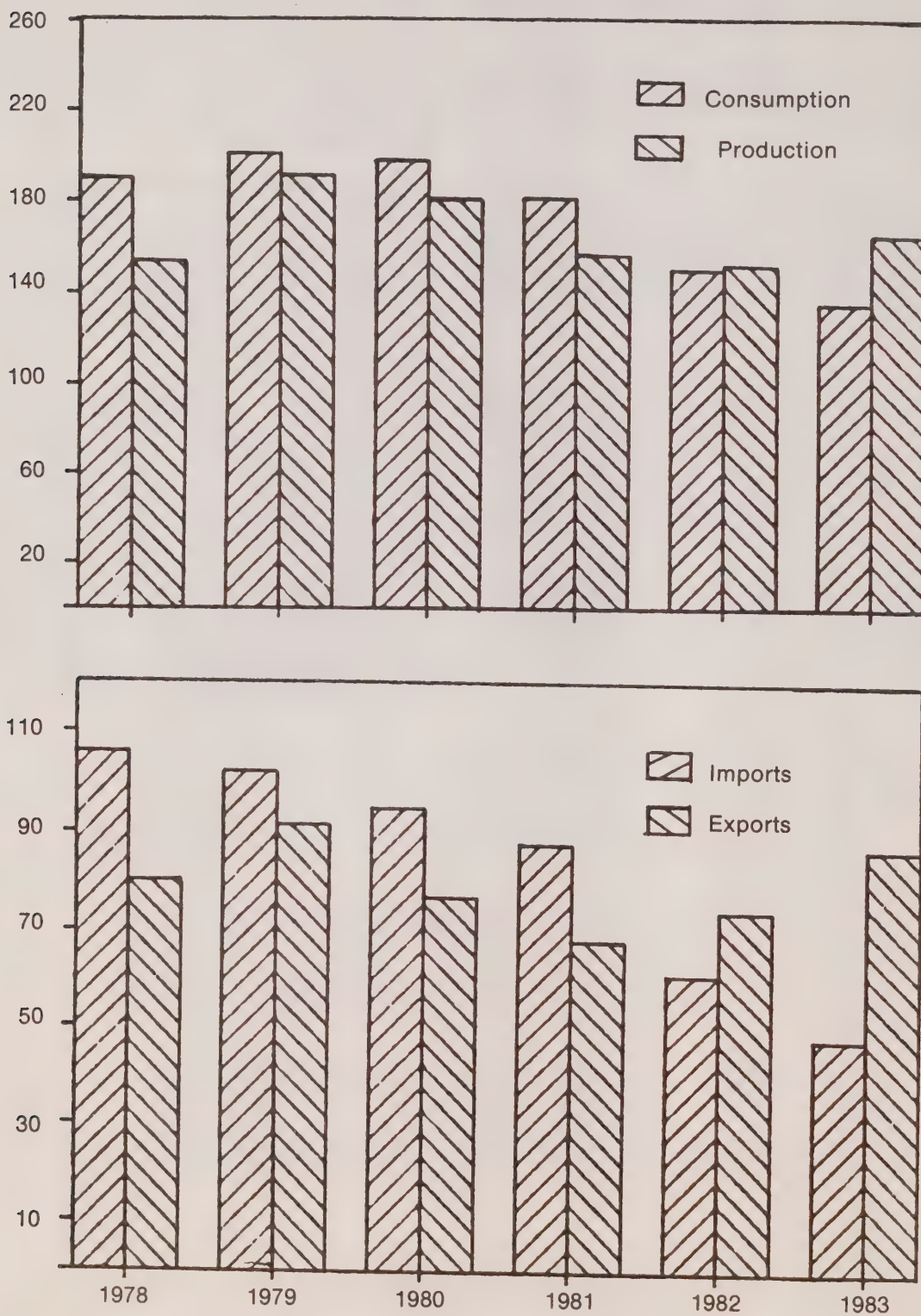
Les tendances enregistrées au niveau de la consommation de pétrole en Ontario ont été très positives. La Province fait une contribution majeure à la réalisation de l'objectif national de l'autosuffisance pétrolière.

#### *Sécurité de l'approvisionnement énergétique*

L'Ontario soutient pleinement l'objectif de la sécurité énergétique canadienne. Compte tenu de l'abondance relative du gaz naturel, de charbon et d'uranium au Canada, la préoccupation porte principalement sur le pétrole brut. Il ne faut pas se laisser leurrer par les conditions actuelles d'approvisionnement et de capacité de production excédentaires sur le marché mondial du pétrole.

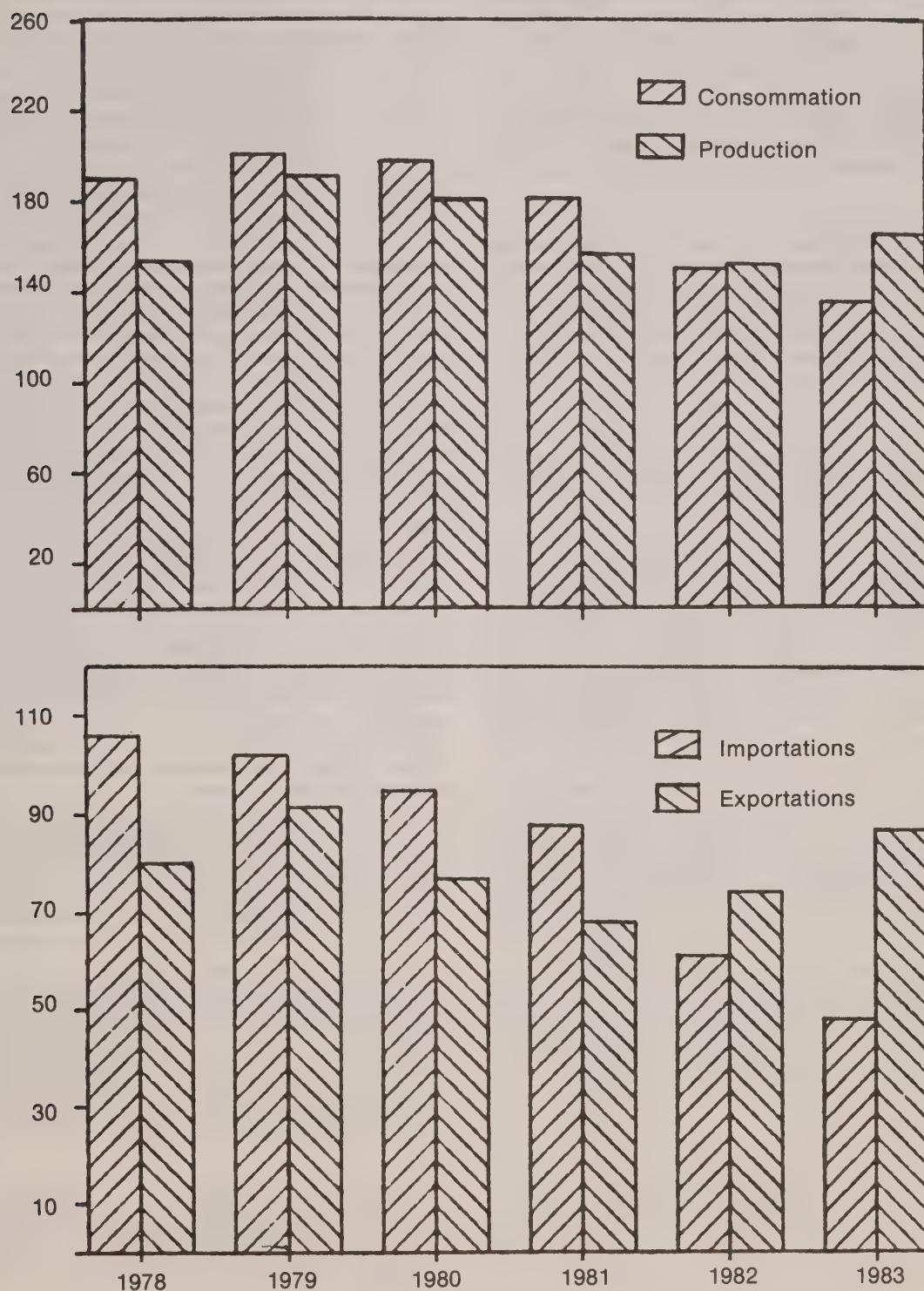
Le Tableau 3 illustre les tendances récentes au niveau de la demande et de l'approvisionnement de pétrole brut, au Canada. En 1983, le Canada réalisait l'autosuffisance «technique» sur le plan pétrolier, puisque la production a dépassé la consommation. Toutefois, la forme que prend la production canadienne n'est pas tout à fait appropriée aux raffineries canadiennes. Les importations constituent donc encore un élément important de l'approvisionnement pétrolier canadien et une partie de la production canadienne continue d'être exportée. L'acheminement des ressources canadiennes pour satisfaire tous les besoins des provinces de l'Atlantique et de l'Est du Québec, est également contraint. L'autosuffisance technique n'élimine donc pas la dépendance envers les importations. Néanmoins, des progrès ont été accomplis depuis 1979 pour réduire «l'écart des importations».

CHART 3: CANADA'S OIL CONSUMPTION, PRODUCTION AND TRADE  
('000 cu. metres/day)



Source: Energy, Mines and Resources Canada.

TABLEAU 3: CONSOMMATION DE PÉTROLE AU CANADA  
PRODUCTION ET COMMERCE  
(en milliers de mètres cubes/jour)



Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.



Clearly, Canada's reduced dependence on foreign oil has resulted more from a decline in demand than from an increase in domestic supply. The oil consumers of Canada have made adjustments to their consumption patterns, sometimes at considerable cost, to achieve this result. As previously documented, Ontario has made a substantial contribution to this effort.

The response on the supply side is mixed. Canada's conventional oil reserves have only recently reversed their longstanding downward trend with reserve additions slightly exceeding production in the past two years.

The development of heavy oil sands has been proceeding, but at a slow pace. Although these types of oil are attractively priced, an approach which focuses on relatively small-scale, low-risk projects is only now gaining support. Delays in the development and upgrading of those oil resources which are economic in Canada entail potential costs in terms of lost national income and employment.

There have been strong exploration efforts in the frontiers but these have been only partially successful in locating oil reserves which are believed to exist.

In the last several years, additions to marketable natural gas reserves have outpaced production, resulting in a net addition to Canada's remaining reserves of natural gas. Additions averaged 180 billion cubic metres per year in the 1978-81 period. In 1982, the increment was short of 100 billion cubic metres. Preliminary data indicate that marketable reserves were virtually unchanged in 1983. Nevertheless, Canada does have large proven reserves of natural gas. As well, current production capability far exceeds actual demand.

Ontario does not have large reserves of petroleum and natural gas. However, the provincial government is participating in the attempt to expand national oil reserves through the activities of the Ontario Energy Corporation (OEC) and through its investments in Suncor and the Trillium Exploration Corporation.

Suncor has invested in its Fort McMurray oil sands operation to add approximately 90 million barrels to synthetic crude oil reserves. In addition, it is investing \$355 million in upgrading its Sarnia refinery. This will improve efficiency, reducing throughput by 25,000 barrels per day and increasing the proportion of higher value-added products in overall output.

Through the OEC and Trillium Exploration Corporation, Ontario is involved in exploration activities in southwestern Ontario, Alberta, Hudson Bay and both the East Coast and Northern frontier areas.

Manifestement, la réduction de la dépendance du Canada envers le pétrole étranger résulte davantage d'un fléchissement de la demande que d'un accroissement de l'approvisionnement intérieur. Les consommateurs de pétrole du Canada ont modifié leurs habitudes de consommation, souvent à un coût considérable, pour réaliser ce résultat. Comme nous l'avons déjà dit, l'Ontario a apporté une contribution substantielle à cet effort.

La réaction au chapitre de l'approvisionnement est partagée. Ce n'est que récemment que les réserves pétrolières conventionnelles du Canada ont enregistré un renversement de la tendance traditionnelle à la baisse, et les additions aux réserves dépassent légèrement la production, seulement depuis les deux dernières années.

L'exploitation des gisements de pétrole lourd et de sables pétrolifères a été entreprise, mais à un rythme lent. Même si ces types de pétrole offrent un prix intéressant, ce n'est que récemment que les projets envisagés sur une échelle relativement réduite, et présentant de faibles risques, ont commencé à recevoir un appui. Les délais enregistrés au niveau de la mise en valeur et de la valorisation de ces ressources pétrolières qui sont économiques au Canada, comportent des coûts possibles en termes de pertes de revenu national et d'emplois.

On a fait de grands efforts d'exploration dans les régions pionnières, mais ceux-ci n'ont été que partiellement couronnés de succès, au niveau du repérage des réserves pétrolières anticipées.

Ces dernières années, les additions aux réserves de gaz naturel marchand ont dépassé la production, ce qui s'est traduit par un ajout net aux réserves restantes de gaz naturel du Canada. Les ajouts se sont établis en moyenne à 180 milliards de mètres cubes par an, entre 1978 et 1981. En 1982, l'accroissement a presque atteint 100 milliards de mètres cubes. Les données préliminaires indiquent que les réserves marchandes sont demeurées à peu près au même niveau au 1983. Le Canada possède néanmoins d'importantes réserves prouvées de gaz naturel. La capacité de production actuelle dépasse également nettement la demande actuelle.

L'Ontario ne possède pas d'importantes réserves de pétrole et de gaz naturel. Le gouvernement provincial participe toutefois aux efforts visant à accroître les réserves de pétrole nationales, grâce aux activités de la société Ontario Energy Corporation (OEC) et par l'entremise de ses investissements dans les sociétés Suncor et Trillium Exploration Corporation.

La Suncor a consenti des investissements dans ses installations d'exploitation des sables pétrolifères de Fort McMurray pour ajouter environ 90 millions de barils aux réserves de pétrole brut synthétique. La société investit également 355 millions de dollars pour améliorer sa raffinerie de Sarnia. Cette initiative permettra d'en améliorer l'efficacité, en réduisant l'acheminement d'environ 25 000 barils par jour et en accroissant la proportion de produits ayant une valeur ajoutée supérieure.

Par l'entremise des sociétés OEC et Trillium Exploration Corporation, l'Ontario participe aux activités d'exploration dans le sud-ouest de l'Ontario, en Alberta, dans la Baie d'Hudson ainsi que sur la côte est et dans les régions pionnières septentrionales.

Achieving national oil self-sufficiency will require that oil demand decline and supply increase. Ontario is contributing to both sides of the equation.

### *Renewable Energy Development*

An essential component of long-term energy strategy is the development of renewable energy resources. The National Energy Program identified several areas such as biomass and solar energy where federal initiatives were already underway.

While the NEP acknowledged the importance of renewable energy and outlined a framework for the development of such energy technologies, the only substantive contribution was the incentive for residential use of wood energy. The Renewable Energy Infrastructure Program, which, as a component of the Distribution System Expansion Program, was aimed at the development of infrastructure for renewable energy systems, was never implemented.

In 1980, the Ontario government launched initiatives for developing energy from waste and solar energy. It entered into a three-year agreement with the federal government—the Conservation and Renewable Energy Demonstration Agreement—for joint funding of demonstration projects. In addition, the Ontario government instituted the Agricultural Energy program in 1981 with provisions for funding projects based upon renewable energy sources.

Currently, Ontario produces just over 2 per cent of its primary energy needs from renewable sources, excluding hydro-electric power. Production has increased by about 25 per cent since 1980, mainly as a result of the expanding use of wood waste in the forest industry.

The development of renewable energy is being aided by “tax expenditures”. Ontario has paralleled the federal accelerated depreciation provision for Class 34 assets since 1980. Also, provincial sales tax exemptions apply to purchases of alternative and dual-fueled vehicles and conversion equipment. Furthermore, alternative transportation fuels, including alcohol, have been exempt from the provincial gasoline tax since 1980.

The goal of Ontario's alternative and renewable energy programs is to achieve commercial acceptance and market penetration of the most promising technologies and fuels. This is a major challenge since it requires structural changes in energy production systems and fundamental changes in consumers' perceptions of what energy is and how it is obtained. Nevertheless, there are encouraging signs that progress is being made.

For example, significant cost reductions have been achieved in the manufacturing, installation and use of active solar equipment. Passive solar designs and construction methods are gaining acceptance by developers and contractors. Provincial

La réalisation de l'autosuffisance pétrolière nationale exigera la réduction de la demande de pétrole et l'accroissement de l'approvisionnement pétrolier. L'Ontario fait un apport sur ces deux plans.

### *La mise en valeur de l'énergie renouvelable*

La mise en valeur des ressources énergétiques renouvelables constitue un élément essentiel de la stratégie énergétique à long terme. Le Programme énergétique national identifiait plusieurs secteurs, notamment la biomasse et l'énergie solaire, où des initiatives fédérales avaient déjà été prises.

Même si le PÉN a reconnu l'importance de l'énergie renouvelable et précisé le cadre de la mise en valeur de ces technologies énergétiques, la seule contribution concrète a été l'encouragement de l'utilisation du bois dans le secteur résidentiel. Le Programme d'infrastructures reliées à l'énergie renouvelable, qui, dans le cadre du Programme d'expansion du réseau de distribution, visait l'élaboration des infrastructures nécessaires aux systèmes axés sur l'énergie renouvelable, n'a jamais été entrepris.

En 1980, le Gouvernement de l'Ontario prenait des initiatives pour tirer de l'énergie des résidus et du rayonnement solaire. Il a conclu avec le gouvernement fédéral un accord de trois ans, l'Accord sur les projets de démonstration reliés à l'économie d'énergie et à l'énergie renouvelable, qui devait permettre le financement mixte de projets de démonstration. Le Gouvernement de l'Ontario a également lancé en 1981 le Programme d'énergie agricole, qui prévoyait le financement de projets faisant appel à des sources d'énergie renouvelable.

Actuellement, l'Ontario subvient à peine à un peu plus de 2 p. 100 de ses besoins d'énergie primaire à même des ressources renouvelables, en excluant l'énergie hydro-électrique. La production a augmenté d'environ 25 p. 100 depuis 1980, principalement par suite de l'accroissement de l'utilisation des résidus de bois dans l'industrie forestière.

La mise en valeur de l'énergie renouvelable est facilitée par les «dépenses admissibles». L'Ontario a adopté depuis 1980 la disposition fédérale d'amortissement accéléré pour les actifs de la classe 34. Les exonérations de taxes de vente provinciales s'appliquent également aux achats de véhicules utilisant un carburant de rechange ou deux carburants ainsi qu'au matériel de conversion. Les carburants de transport de rechange, notamment l'alcool, sont également exonérés de la taxe provinciale sur l'essence, depuis 1980.

Les programmes de l'Ontario dans le domaine de l'énergie de rechange et de l'énergie renouvelable visent à permettre l'acceptation commerciale et la pénétration sur le marché des technologies et des carburants les plus prometteurs. Il s'agit là d'un défi majeur puisque ceci nécessite des changements structurels au niveau des systèmes de production d'énergie et des changements fondamentaux au niveau de la perception qu'ont les consommateurs de ce qu'est l'énergie et de la façon dont elle est obtenue. Il s'agit néanmoins de signes encourageants indiquant que des progrès se font.

Ainsi, par exemple, des réductions de coût importantes ont été réalisées au niveau de la fabrication, de l'installation et de l'utilisation du matériel solaire actif. Les concepts et les méthodes de construction faisant appel à l'énergie solaire pas-



financial support is available for the construction of demonstration homes that incorporate passive solar and other energy-conserving features.

The Ontario government is aiding the development of municipal solid waste as an energy resource. Along with the federal government it has contributed funds to develop a fluidized bed incinerator at the Lakeview Water Pollution Control Plant that will supply steam for general use and save more than half a million dollars per year in fuel costs. It is also financing studies and proposals for future energy-from-waste facilities in London, North Bay, Ottawa, Sudbury, Waterloo Region and Kent County.

Ontario's agricultural energy program has funded projects for renewable-fueled greenhouses, anaerobic digestion of waste for methane production, renewable-fueled grain-drying operations and increased use of waste corn cobs as energy feedstock.

Although the developments in renewable energy technology in the last few years have been encouraging, much remains to be done to ensure commercial acceptance. Past increases in conventional energy prices were a major impetus to the initial development of many renewable energy systems. However, since some of these alternatives are viable at today's prices, further increases in real energy prices are not a necessary condition for their continued development and adoption.

## CANADIANIZATION

A key objective of the NEP was to provide Canadians with greater opportunity to participate in the petroleum sector and specifically to achieve 50 per cent Canadian ownership by 1990. A number of measures were introduced to achieve this goal:

- preferential exploration and development grants to Canadian individuals and companies under the Petroleum Incentives Program;
- a required 50 per cent Canadian ownership prior to issuance of a production license for Canada Lands projects;
- reservation of a 25 per cent Crown-carried interest in Canada Lands; and
- an increased role for PetroCanada.

Table 2 shows how Canadian ownership of total revenues and assets in the Canadian oil and gas industry has changed from 1971 to 1982.

sive sont de plus en plus adoptés par les promoteurs et les entrepreneurs. Un soutien financier provincial est disponible pour la construction de maisons témoins faisant appel notamment à l'énergie solaire passive et à d'autres moyens pour économiser l'énergie.

Le Gouvernement de l'Ontario encourage l'utilisation des ordures ménagères comme source d'énergie. Avec le concours du gouvernement fédéral, il a fourni des fonds pour mettre au point un incinérateur à lit fluide, à l'usine d'évacuation de Lakeview Water, qui fournira de la vapeur destinée à une utilisation générale et permettra d'économiser plus d'un demi-million de dollars par année, en combustible. Le gouvernement finance également des études et des propositions visant la construction éventuelle d'installations de récupération d'énergie, tirée des ordures ménagères, à London, North Bay, Ottawa, Sudbury, ainsi que dans la région de Waterloo et du Comté de Kent.

Le Programme d'énergie agricole de l'Ontario a financé des projets de serres alimentées à l'énergie renouvelable, de digestion anaérobie des ordures pour la production de méthane, d'installations de séchage de grains utilisant des ressources renouvelables, et d'utilisation accrue des restes d'épis et de maïs comme charge d'alimentation énergétique.

Même si l'évolution de la technologie de l'énergie renouvelable a été encourageante ces dernières années, il reste beaucoup à faire pour en assurer l'acceptation sur le marché. Les hausses passées des prix de l'énergie conventionnelle ont nettement encouragé le développement initial de plusieurs systèmes faisant appel aux ressources renouvelables. Toutefois, comme certaines de ces options sont viables aux prix actuels, les hausses supplémentaires des prix réels de l'énergie ne constituent pas une condition essentielle à leur développement soutenu et à leur adoption.

## CANADIANISATION

L'un des objectifs clés du PÉN était de fournir aux Canadiens une meilleure occasion de participer au secteur pétrolier et, notamment, de réaliser un degré de propriété canadienne de 50 p. 100 vers 1990. Un certain nombre de mesures ont été adoptées pour réaliser cet objectif:

- subventions préférentielles à la prospection et au développement, à des personnes et à des sociétés canadiennes, dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers;
- l'imposition d'une participation canadienne de 50 p. 100 avant la délivrance d'une licence de production, dans le cas des projets entrepris sur les terres du Canada;
- le maintien d'un intérêt de 25 p. 100, pour la Couronne, dans les terres du Canada; et
- un rôle accru pour Petro-Canada

Le Tableau 2 indique l'évolution de la propriété canadienne de l'ensemble des recettes et des actifs, dans l'industrie canadienne du pétrole et du gaz, entre 1971 et 1982.



TABLE 2: Canadian Ownership  
of the Oil and Gas Industry

Per cent

|                     | 1971 | 1973 | 1975 | 1977 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Canadian Ownership  |      |      |      |      |      |      |      |      |
| — Based on Revenues | 20.5 | 21.3 | 23.9 | 26.3 | 28.0 | 26.1 | 32.8 | 34.2 |
| — Based on Assets   | 22.3 | 24.2 | 27.8 | 33.2 | 38.5 | 37.9 | 47.1 | 50.5 |

Source: *Canadian Petroleum Industry Monitoring Survey*, various issues.

Prior to 1975, Canadian ownership of revenues and assets was increasing, although at a very slow rate. The emergence of PetroCanada in 1975 increased the pace to some extent. Under the NEP, there has been a marked acceleration as a result of greater public and private sector participation.

Ontario's purchase in 1981 of a 25 per cent interest in Suncor was intended, in part, to assist in the Canadianization of the petroleum industry. The U.S. parent, Sun Company Inc., has undertaken to seek other Canadian investors so that at least 51 per cent of Suncor will be owned by Canadians.

In addition, the Trillium Exploration Corporation, a joint enterprise of the Ontario Energy Corporation (two-thirds interest) and Suncor (one-third interest), has entered into several exploration programs on frontier lands held by Suncor and other firms. Trillium contributes to the Canadianization of frontier oil and gas development and the expansion of frontier oil exploration.

Various smaller investments by the Ontario Energy Corporation in the oil and gas industry also contribute to canadianization.

In response to the Canadianization incentives, Canadian controlled companies have increased their share of total upstream investment from 52 per cent in 1981 to 55 per cent in 1982. In particular, these companies have raised their spending on Canada Lands by almost 80 per cent over the same period. Their share of the total investment in these areas has risen from 55 per cent to 66 per cent. Preliminary data for 1983 indicate a continuation of these trends.

So far, the incentives for Canadianization have been producing results in line with the ownership objective. Canadian owned companies are positioning themselves for an enlarged share of the benefits to be derived from development of the country's oil and gas potential.

TABLEAU 2: Propriété canadienne de l'industrie  
du pétrole et du gaz

en pourcentage

|                            | 1971 | 1973 | 1975 | 1977 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Propriété canadienne       |      |      |      |      |      |      |      |      |
| — en fonction des recettes | 20.5 | 21.3 | 23.9 | 26.3 | 28.0 | 26.1 | 32.8 | 34.2 |
| — en fonction des actifs   | 22.3 | 24.2 | 27.8 | 33.2 | 38.5 | 37.9 | 47.1 | 50.5 |

Source: *Canadian Petroleum Industry Monitoring Survey*, livraisons diverses.

Avant 1975, la propriété canadienne des recettes et des actifs augmentait, quoiqu'à un rythme très lent. L'émergence de Petro-Canada en 1975, a quelque peu accentué ce rythme. Dans le cadre du PÉN, on a assisté à une nette accélération de cette tendance, suite à une participation plus importante des secteurs public et privé.

L'acquisition par l'Ontario en 1981 d'un intérêt de 25 p. 100 dans la société Suncor avait notamment pour objet de faciliter la canadianisation de l'industrie pétrolière. La société américaine parente, la Sun Company Inc., recherchait d'autres investisseurs canadiens pour qu'au moins 51 p. 100 des actions de la Suncor appartiennent à des Canadiens.

La société Trillium Exploration Corporation, une entreprise en coparticipation de la Ontario Energy Corporation (qui en possède les deux tiers) et de la Suncor (qui en possède le tiers), a également entrepris plusieurs programmes d'exploration sur des terres pionnières détenues par la Suncor et par d'autres sociétés. La société Trillium contribue à la canadianisation de la mise en valeur des gisements pionniers de pétrole et de gaz et à l'essor de la prospection pétrolière dans les régions pionnières.

Divers petits investissements consentis par la Ontario Energy Corporation dans l'industrie pétrolière et gazière contribuent également à la canadianisation.

En réponse aux encouragements favorisant la canadianisation, les sociétés contrôlées par des Canadiens ont accru leur participation au total des investissements en amont, qui est passée de 52 p. 100 en 1981 à 55 p. 100 en 1982. Durant cette période, ces sociétés ont notamment accru leurs dépenses de presque 80 p. 100 sur les terres du Canada. Leur part des investissements totaux dans ces régions est passée de 55 à 66 p. 100. Les données préliminaires pour 1983 indiquent le maintien de ces tendances.

Jusqu'ici, les encouragements à la canadianisation ont produit des résultats conformes à l'objectif visé au niveau de la propriété. Les sociétés appartenant à des Canadiens se placent de façon à retirer une part accrue des avantages qui seront générés par la mise en valeur du potentiel pétrolier et gazier du pays.

## CONCLUSION

This submission has looked at the effects of the National Energy Program largely from the point of view of the Province of Ontario, the main consumer of domestic crude oil and natural gas.

Although substantially lacking its own crude oil and natural gas supplies, the Province has played a major role both in reducing demand and in seeking new supplies. Its energy conservation and oil substitution activities have contributed significantly to the demand reduction objectives of the NEP. On the supply side, Ontario is a major producer of an alternative form of energy, electricity, and is active in the research and development of other alternatives. It has also invested significantly in the search for new supplies of oil and gas in Canada.

The NEP has a major impact in Ontario, but the Province in turn has made a major contribution toward the objectives of the NEP.

## CONCLUSION

Notre mémoire a abordé l'incidence du Programme énergétique national en grande partie dans la perspective de la Province de l'Ontario, le principal consommateur de pétrole brut et de gaz naturel canadien.

Même si la Province ne dispose pas de ses propres réserves de pétrole brut et de gaz naturel, elle n'en a pas moins joué un rôle important tant pour réduire la demande que pour rechercher de nouveaux approvisionnements. Ces initiatives dans les domaines de l'économie de l'énergie et du remplacement du pétrole ont nettement contribué à la réalisation des objectifs du PÉN au chapitre de la réduction de la demande. Pour ce qui concerne l'approvisionnement, l'Ontario est un important producteur d'une forme d'énergie de rechange, l'électricité, et la Province participe activement aux travaux de recherche et de développement sur d'autres options. Elle a également consenti des investissements importants pour la recherche de nouveaux approvisionnements de pétrole et de gaz au Canada.

Le PÉN a une incidence majeure en Ontario, mais la Province, par ailleurs, a apporté une contribution majeure à la réalisation des objectifs du PÉN.



## APPENDIX "ENR-15Z"

## THE ONTARIO NATURAL GAS ASSOCIATION

CANADA'S NATIONAL ENERGY PROGRAM  
TODAY AND TOMORROWA PERSPECTIVE BY THE NATURAL GAS  
INDUSTRY IN ONTARIO

June 15, 1984

CANADA'S NATIONAL ENERGY PROGRAM  
TODAY AND TOMORROW

The members of the Ontario Gas Association welcome the opportunity to express their views regarding energy matters to Honourable Senators. We commend the Senate Review of the National Energy Program as timely and necessary in the light of rapidly changing circumstances.

*General*

The Association's views are primarily those of an industry whose major focus is the marketing of natural gas. These views may be seen by some persons as having a particular bias. We consider a measure of bias or self-interest to be healthy and a reflection of the confidence that we have in the role that natural gas will play in Canada's energy future.

The major challenge that lies before this Senate Committee is to weigh the broad spectrum of opinion placed in evidence and to form judgments in the best interests of Canadians as a whole. The task is formidable. It is easy to be critical of the past; the real challenge is to see what lies ahead.

The National Energy Program, announced October 28, 1980, established a set of national decisions related to energy. These decisions were recognized as impinging on almost every sphere of Canadian activity, on the fortunes of every Canadian, and on the economic and social structure of the nation for years to come. The government of the day saw these decisions as building on a position of national strength in energy and believed that they would have major, positive implications for the federation itself.

The National Energy Program was not the first of its kind and must be recognized as having evolved from "An Energy Policy for Canada—1973", "An Energy Strategy for Canada—1976", plus a host of other documents all of which reflected various and timely elements of logic related to the dynamics of energy. Many of the provinces have also published their own succession of views on energy policy.

The first most important observation that must be made is that energy issues are dynamic, often volatile and that even short term projections can be wildly in error. Crude oil and

## APPENDICE «ERN-15Z»

L'ASSOCIATION DU GAZ NATUREL DE  
L'ONTARIOLE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL  
DU CANADA  
AUJOURD'HUI ET DEMAINUNE PERSPECTIVE PAR L'INDUSTRIE DU  
GAZ NATUREL DE L'ONTARIO

Le 15 juin 1984

LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE DU CANADA  
AUJOURD'HUI ET DEMAIN

Les membres de l'Association du gaz naturel de l'Ontario sont heureux d'avoir l'occasion d'exprimer leurs opinions sur les questions énergétiques aux honorables sénateurs. Nous estimons que cette revue du Programme énergétique national par le Sénat arrive fort à propos et qu'elle est nécessaire à la lumière du contexte qui évolue rapidement.

*Généralités*

Les opinions de l'Association sont principalement celles d'une industrie dont l'intérêt principal se situe au niveau de la commercialisation du gaz naturel. Certaines personnes pourraient considérer les opinions comme partiales. Nous croyons toutefois qu'un peu de partialité ou d'intérêt propre est une chose saine et reflète la confiance que nous accordons au rôle que jouera le gaz naturel dans l'avenir énergétique du Canada.

Le principal défi que doit relever ce Comité sénatorial est d'apprécier la vaste gamme d'opinions qui lui sont présentées, et de tirer les conclusions qui permettront de servir au mieux les intérêts de l'ensemble des Canadiens. Il ne s'agit pas d'une mince tâche. Il est facile de critiquer le passé; le véritable défi, c'est de voir ce qui nous attend.

Le Programme énergétique national, annoncé le 28 octobre 1980, établissait un cadre de décisions nationales en matière d'énergie. On a reconnu que ces décisions touchaient presque chaque sphère de l'activité canadienne, les fortunes de chaque Canadien et la structure économique et sociale du pays, pour les années à venir. Le gouvernement d'alors considérait ces décisions comme un moyen de construire, à partir d'une position de force nationale, dans le domaine de l'énergie et estimait que ces décisions pourraient avoir des incidences positives majeures pour la fédération proprement dite.

Le Programme énergétique national n'était pas le premier du genre et il faut reconnaître qu'il a été édifié à partir de la communication intitulée «Une politique énergétique pour le Canada—1973», «Une stratégie énergétique pour le Canada—1976», et d'une foule d'autres documents qui reflétaient tous des éléments de logique variés et pertinents reliés à la dynamique de l'énergie. Plusieurs des provinces ont également publié leur propre série d'opinions sur la politique énergétique.

Notons en premier lieu que les questions énergétiques sont dynamiques, souvent volatiles, et que même les prévisions à court terme peuvent s'avérer nettement erronées. Les approvi-



petroleum product supplies and pricing are classic examples of the dynamic nature of energy. Clearly a fundamental recommendation of this Committee should be that policy makers must recognize and account for the unexpected, either through flexible policies or policies that can be revised on a short term as required basis.

Referring in particular to the needs of the province of Ontario, secure long term supplies of natural gas at competitive prices are fundamental to the maintenance of this province's economy and to the welfare of virtually all its people. In 1983 Ontario markets accounted for 41 percent of the natural gas sold in Canada. Within Ontario, natural gas supplies 38 percent of all the energy consumed in the industrial sector, 50 percent in the residential sector and 54 percent in the commercial sector.

Ontario's natural gas utilities and their customers have been encouraged by the recent trend to more stable natural gas prices. The new incentive pricing program was also welcomed and is considered innovative and directionally sound. It is our firm opinion that any move to higher domestic prices in the foreseeable future would be unwarranted and especially inappropriate as long as the export price for Canadian natural gas is declining.

Lower world prices for crude oil and lower than anticipated prices for industrial and commercial consumers of electric power also need to be considered.

Natural gas is clearly a key ingredient in the economic future of Ontario and Canada. Competitively priced gas will assure the cost competitiveness of goods produced by our manufacturing sector for sale in Canada and abroad. A growing and profitable manufacturing sector means more jobs, higher per capita income and economic stability. Competitive pricing will also assure for natural gas a market share that is in the public and the national interest.

Natural gas is and will likely continue to be a major Canadian export commodity. Having assured domestic supply and pricing, every effort should be expended by governments to maximize the benefits of natural gas exports to all Canadians.

The Committee has asked in particular for comment regarding the three major objectives of the National Energy Program, Security, Canadianization, and Fairness. In responding to this request the members of the Association offer their comments and what is intended as some constructive criticism.

### *Security of Oil Supply*

The major objective of the National Energy Program was to achieve crude oil self-sufficiency and thus remove Canada from the vagaries of international oil markets. There was recognition of the fact that Canada would have to produce more oil and consume less. The latter was to be achieved

sionnements de pétrole brut et de produits pétroliers ainsi que leur prix constituent des exemples classiques du caractère dynamique de l'énergie. Manifestement, une recommandation fondamentale de ce Comité devrait être que les responsables des politiques doivent reconnaître et tenir compte de l'inattendu, soit par des politiques souples ou par des politiques pouvant être révisées à court terme, selon les besoins.

En référence spécifique aux besoins de la province de l'Ontario, les approvisionnements fiables à long terme de gaz naturel, à prix concurrentiels, sont essentiels au maintien de l'économie de la province et au bien-être de presque toute sa population. En 1983, les marchés de l'Ontario représentaient 41 p. 100 des ventes canadiennes de gaz naturel. En Ontario, le gaz naturel subvient à 38 p. 100 de toute l'énergie consommée dans le secteur industriel, à 50 p. 100 des besoins du secteur résidentiel et à 54 p. 100 des besoins du secteur commercial.

Les entreprises de gaz naturel ontariennes et leurs clients ont été encouragés récemment par la tendance à une stabilisation plus marquée du prix du gaz naturel. Le nouveau programme d'encouragement des prix a également été bien accueilli et on estime qu'il s'agit d'un programme novateur dont l'orientation est saine. Nous croyons fermement que toute initiative visant le relèvement des prix intérieurs dans un avenir prévisible serait injustifiée et nettement inappropriée, aussi longtemps que le prix d'exportation du gaz naturel canadien diminuera.

La question de la baisse du prix mondial du pétrole brut et de l'imposition de prix inférieurs à ceux prévus pour les consommateurs industriels et commerciaux d'électricité, doit également être envisagée.

Le gaz naturel constitue manifestement un élément clé de l'avenir économique de l'Ontario et du Canada. La disponibilité de gaz à prix concurrentiel assurera la concurrence, au niveau des coûts, des biens fabriqués par notre secteur manufacturier et destinés aux marchés canadien et étranger. La croissance d'un secteur manufacturier rentable se traduit par la création d'emplois, la hausse du revenu personnel et la stabilité économique. La concurrence, au niveau du prix, assurera également au gaz naturel une part du marché, desservant ainsi l'intérêt du public et du pays.

Le gaz naturel est et continuera vraisemblablement d'être un produit d'exportation canadien important. Après avoir assuré l'approvisionnement et le prix canadien, les gouvernements devraient faire l'impossible pour maximiser les retombées des exportations de gaz naturel pour tous les Canadiens.

Le Comité a notamment sollicité les commentaires concernant les trois grands objectifs du Programme énergétique national, soit la sécurité, la canadienisation et l'équité. En réponse à cette requête, les membres de l'Association présentent leurs commentaires et ce qui a été conçu comme certaines critiques constructives.

### *Sécurité de l'approvisionnement pétrolier*

Le Programme énergétique national avait pour objectif premier d'assurer l'autosuffisance en pétrole brut et ainsi soustraire le Canada aux soubresauts des marchés pétroliers internationaux. On a reconnu le fait que le Canada devrait produire davantage de pétrole et en consommer moins. Dans ce dernier

through substitution of alternate energy forms, primarily natural gas, and through conservation.

Substitution, conservation and a depressed economy resulted in a 19 per cent reduction in average daily crude oil consumption during 1983 versus the high in 1979 of 285,000 cubic meters. Savings totalled about 53,000 cubic meters or 334,000 barrels daily. Preliminary data for the first four months of 1984 show an increase in daily crude oil consumption of approximately 8 per cent over the same period in 1983. We believe that this increase can be attributed to more normal winter temperatures and a general improvement in the economy. It now appears unlikely that any sizeable further reduction in crude oil consumption will be achieved.

Oil production from established conventional resources in western Canada will continue to decline. Production from these reserves in 1981 averaged just over 200,000 cubic meters per day and is projected to decline to about 85,000 cubic meters per day by 1990. The National Energy Program Update of April 1982 estimated demand in 1990 to be approximately 235,000 cubic meters daily, leaving a differential of 150,000 cubic meters.

There is serious doubt as to whether this differential can now be met by way of additions to conventional reserves, tertiary recovery, heavy crude upgrading, oil sands, frontier and offshore production.

Assuming the single most important objective of the National Energy Program continues to be the achievement of crude oil self-sufficiency by 1990 and recognizing our present course to be one of apparent failure, there is an urgent need to make the necessary corrections in our planning process.

Security in petroleum products supply depends on three major factors: crude oil supply, refinery capacity and finished product storage. Refinery capacity is well in excess of actual requirements and will remain so in the foreseeable future. Despite the fact that domestic crude oil supply is in doubt, Canada is now exporting significant quantities of its highest quality crude oil to the United States. These exports are even more difficult to understand when one recalls that during the latter 1970's and early 1980's the federal government seriously pursued the need for strategic petroleum reserves to help protect against any shortfall caused by a possible upset in foreign crude oil markets. In addition, finished product storage has declined relative to daily demand. There is today a serious question whether the Federal Energy Supplies Allocation Board would be able to put into place its consumption curtailment programs before much of the existing inventory would be exhausted.

cas, cet objectif devrait être réalisé par l'adoption de formes d'énergie de rechange, principalement le gaz naturel, et par les mesures d'économie de l'énergie.

La substitution, la conservation et une économie déprimée se sont traduites par une réduction de 19 p. 100 de la consommation moyenne journalière de pétrole brut en 1983, par rapport au sommet de 285 000 mètres cubes enregistré en 1979. Les économies se sont chiffrées à environ 53 000 mètres cubes, soit 334 000 barils par jour. Les données préliminaires, pour les quatre premiers mois de 1984, indiquent une hausse de la consommation de pétrole brut quotidienne d'environ 8 p. 100, par rapport à la même période, en 1983. Nous croyons que cette hausse peut être attribuée à des températures hivernales plus normales et à un redressement général de l'économie. Il semble maintenant peu probable qu'on réalise d'autres réductions importantes au niveau de la consommation de pétrole brut.

La production pétrolière, à même les ressources conventionnelles établies de l'Ouest canadien, continuera de diminuer. En 1981, la production, à partir de ces réserves, s'établissait à peine à plus de 200 000 mètres cubes par jour et on prévoit que celle-ci baissera à environ 85 000 mètres cubes par jour vers 1990. La mise à jour d'avril 1982 du Programme énergétique national a estimé que la demande, en 1990, s'établirait à environ 235 000 mètres cubes par jour, portant ainsi l'écart à 150 000 mètres cubes.

On peut se demander sérieusement si cet écart peut maintenant être comblé par la voie des additions aux réserves conventionnelles, par la récupération tertiaire, la valorisation du brut lourd, les sables pétrolifères et l'exploitation des gisements pionniers et sous-marins.

En supposant que l'objectif principal du Programme énergétique national demeure toujours la réalisation de l'autosuffisance en pétrole brut vers 1990, et reconnaissant que notre orientation actuelle semble nous conduire à l'échec, il importe de toute urgence d'apporter les correctifs nécessaires à notre processus de planification.

La sécurité au niveau de l'approvisionnement en produits pétroliers dépend de trois grands facteurs: l'approvisionnement en pétrole brut, la capacité de raffinage et le stockage du produit fini. La capacité de raffinage est bien supérieure aux besoins actuels et le demeurera dans l'avenir prévisible. En dépit du fait que l'approvisionnement intérieur de pétrole brut est mis en doute, le Canada exporte actuellement vers les États-Unis d'importantes masses de pétrole brut de la meilleure qualité. Ces exportations sont encore plus difficiles à comprendre surtout lorsqu'on se rappelle que, vers la fin des années 1970 et au début 1980, le gouvernement fédéral s'est sérieusement attaché à résoudre le problème de la nécessité de réserves pétrolières stratégiques, pour contribuer à la protection contre toute pénurie causée par une perturbation possible des marchés de brut étranger. En outre, le stockage des produits finis a baissé parallèlement à la demande quotidienne. On se pose aujourd'hui sérieusement la question à savoir si l'Office fédéral de répartition des approvisionnements d'énergie pourrait appliquer ses programmes de réduction de la consommation avant qu'une bonne partie des stocks existants ne soit épuisée.



The answer to the Committee's question, "What progress has been made toward securing Canada's future petroleum supply from domestic sources?" appears to be that little progress has been made and that meeting the target date of 1990 is very much in doubt.

The response to the Committee's question, "What has been the impact of the fiscal and regulatory regime put in place under the NEP, including incentive for exploration activity, and the success which this regime has had in developing new oil and gas reserves?" relates to the response to the above question regarding security of supply. Information given to the Committee by representatives of the oil and gas exploration and production industry provides a more than adequate review of this sector's opinion of the National Energy Program's successes and failures to date.

Members of the Ontario Natural Gas Association believe that the greatest contribution that can be made to energy security is to keep the exploration and production industry actively looking for and producing additional crude oil and natural gas supplies. This can be achieved only if there are opportunities to increase sales domestically, and ultimately even into export markets, at prices that meet market conditions.

Governments must put into place energy policies that will assure a stable environment in which energy supply and energy consuming industries can plan future developments. Security of crude oil supply is today and will continue in the foreseeable future to be Canada's foremost energy challenge. Domestic crude oil prices should recognize that demand exceeds supply in Canada and that there is a need to encourage additional production.

It is imperative that the present world oversupply of crude oil and softening of prices not be allowed to lull Canadian consumers into a false sense of security.

Every effort must continue to be expended toward maximizing the production of premium products from crude oil, especially transportation fuels.

Finally, recognizing Canada's abundant supply of natural gas, its immediate availability to markets and its ability to substitute for our limited crude oil reserves, the continued increased use of natural gas must be seen as in the national interest. Natural gas is also the most environmentally acceptable of all hydrocarbon energy fuels.

The use of natural gas should not be thwarted by discriminatory tax regimes. Natural gas should be priced to encourage continued market penetration and this can be achieved by allowing the price of gas to seek its own competitive levels. There is no particular logic in the fixing of natural gas prices relative to crude oil and to decontrol prices need not be seen as a radical option.

En réponse à la question du Comité, à savoir «quels progrès ont été faits pour assurer l'approvisionnement pétrolier éventuel du Canada à partir de sources canadiennes?»: il semble qu'on a fait très peu de progrès à cet égard et que la réalisation de l'objectif retenant 1990 comme date cible est très douteux.

La réponse à la question du Comité, à savoir «Quelles ont été les incidences du régime réglementaire et fiscal adopté dans le cadre du PÉN, y compris les stimulants à l'exploration, et quelle a été l'influence positive de ce régime sur la mise en valeur des nouvelles réserves pétrolières et gazières?» est reliée à la réponse à la question précédente concernant la sécurité de l'approvisionnement. Les renseignements fournis au Comité par les représentants de l'industrie de l'exploration et de la production pétrolières et gazières constituent une revue plus qu'adéquate de l'opinion de ce secteur concernant les réussites et les échecs du Programme énergétique national, à ce jour.

Les membres de l'Association du gaz naturel de l'Ontario estiment que la plus importante contribution qui puisse être faite sur le plan de la sécurité énergétique, consiste à encourager l'industrie de l'exploration et de la production à rechercher et à exploiter activement des approvisionnements additionnels de pétrole brut et de gaz naturel. Ceci ne pourra être réalisé que si l'industrie a des occasions d'accroître les ventes intérieures, et ultimement, même, de réaliser des ventes sur les marchés d'exportation, à des prix adaptés au marché.

Les gouvernements doivent adopter des politiques énergétiques qui assureront un contexte stable à l'intérieur duquel les industries qui fournissent et qui consomment de l'énergie pourront prévoir les développements éventuels. La sécurité de l'approvisionnement de pétrole brut est et demeurera dans un avenir prévisible le principal défi énergétique du Canada. Les prix du pétrole brut canadien devraient reconnaître le fait que la demande est supérieure à l'approvisionnement au Canada et qu'il faut encourager la production additionnelle.

Il est impérieux que la surabondance actuelle de pétrole brut sur le marché mondial et le fléchissement des prix n'incitent pas les consommateurs canadiens à adopter un faux sentiment de sécurité.

Il faut continuer à faire tous les efforts possibles pour maximiser la production des produits de haute gamme, à partir du pétrole brut, tout particulièrement les carburants de transport.

Enfin, compte tenu de l'approvisionnement abondant de gaz naturel au Canada, de sa disponibilité immédiate sur les marchés et de sa capacité de remplacer nos réserves de pétrole brut limitées, on doit comprendre que l'utilisation accrue soutenue du gaz naturel sert l'intérêt national. Le gaz naturel est également, dans une perspective environnementale, le plus acceptable des combustibles énergétiques à base d'hydrocarbures.

L'utilisation du gaz naturel ne devrait pas être faussée par des régimes fiscaux discriminatoires. Le prix du gaz naturel devrait être fixé de façon à encourager la pénétration soutenue du marché et ceci peut se faire en laissant le prix du gaz naturel atteindre ses propres niveaux concurrentiels. Il n'y a pas de logique propre à la détermination du prix du gaz naturel en fonction du prix du pétrole brut, et il n'est pas nécessaire de considérer comme une option radicale la suppression des contrôles sur les prix.



*Fairness in Energy Pricing and Revenue Sharing*

Under present circumstances it is unlikely than any one person or group of persons will be successful in establishing a formula for fairness in energy pricing and revenue sharing. Abrupt and arbitrary changes in energy pricing which were triggered by the OPEC nations in 1973 have brought about a whole new concept of fairness. Fundamental to understanding this new concept is recognition of two major realities: the first being that Canada as a nation rich in energy resources should enjoy energy prices below those in competitive international markets; and the second, that control of the massive equity base created as a result of the increased value of hydrocarbon resources in Canada should be vested in governments on behalf of the Canadian public.

The risk/reward system that had been the driving force of the energy industry is now distorted almost beyond recognition. Supply/demand/price signals that used to govern the energy markets now cause only confusion in the minds of the buying public. Meanwhile governments struggle to fine-tune the energy economy with tools that no longer seem appropriate.

The whole problem is further compounded by the fact that the federal government, in particular, has committed itself to numerous programs involving large sums of money only to find that the equity revenues that were expected to pay for these programs have fallen far short of what was anticipated. Federal and provincial programs must now be reviewed in the light of their continued usefulness and the ability of governments to sustain funding.

It is the view of the members of the Ontario Natural Gas Association that fairness in energy pricing will only be reestablished through deregulation and a return to competitive markets. With regard to revenue sharing our view is that the upfront type of approach to taxation is counterproductive and that the exploration and production industry should be taxed, like most other industries, on its earnings.

Deregulation is a term which has many meanings for different people, and it will be achieved only by degrees. It is unrealistic to expect deregulation and market sensitive pricing for natural gas, which would mean lower prices for natural gas for some years to come, without also assuming market sensitive prices for crude oil which would likely result in higher prices than we now pay. We note with keen interest the most recent Economic Council of Canada Report which, in effect, calls for deregulation of oil and gas prices in Canada.

No discussion of price fairness would be complete without mention of the Canadian Ownership Special Charge, COSC. COSC is viewed by the members of the Association as discriminating against natural gas marketers in their efforts to

*Équité au niveau de la détermination du prix de l'énergie et du partage des recettes*

Dans le contexte actuel, il est peu probable qu'une personne ou un groupe de personnes puisse réussir à établir une formule pour assurer l'équité au niveau de la détermination du prix de l'énergie et du partage des recettes. Les modifications abruptes et arbitraires au niveau de la détermination du prix de l'énergie, provoquée par les pays de l'OPEP en 1973, ont produit une notion d'équité tout à fait nouvelle. La reconnaissance de deux grandes réalités est fondamentale à la compréhension de ce nouveau concept: la première étant que le Canada, en tant que pays bien doté sur le plan ressources énergétiques, devrait profiter de prix, au chapitre de l'énergie, bien en deça de ceux en vigueur sur les marchés internationaux concurrentiels; et, la deuxième, étant le fait que la maîtrise des fonds importants, générés par l'accroissement de la valeur des ressources d'hydrocarbures au Canada, devrait être confiée aux gouvernements, au nom du public canadien.

Le régime de risques/récompenses qui a été la force motrice de l'industrie énergétique est maintenant modifié au point de ne plus s'y retrouver. Les signaux approvisionnement/demande/prix qui régissaient traditionnellement les marchés de l'énergie ne font maintenant que confondre le public acheteur. En attendant, les gouvernements s'efforcent à mettre au point l'économie énergétique en utilisant des instruments qui ne semblent plus appropriés.

Tout le problème se complique davantage du fait que le gouvernement fédéral, notamment, s'est engagé à réaliser de nombreux programmes nécessitant des fonds importants, pour constater que les recettes qui devaient payer pour ces programmes ont été bien inférieures aux prévisions. Les programmes fédéraux et provinciaux doivent maintenant être revus à la lumière de leur utilité soutenue et de la capacité des gouvernements à en assurer le financement.

Les membres de l'Association du gaz naturel de l'Ontario estiment que l'équité au niveau de la détermination du prix de l'énergie ne pourra être rétablie que par la déréglementation et par un retour aux marchés concurrentiels. Concernant le partage des recettes, nous croyons que la taxation lourde au départ est contre-productive et que l'industrie de l'exploration et de la production devrait être taxée, comme plusieurs autres industries, selon les bénéfices réalisés.

La déréglementation n'est pas interprétée de la même façon par tout le monde, et elle ne peut être réalisée que de façon progressive. Il n'est pas réaliste d'adopter une déréglementation et la détermination de prix sensibles au marché pour le gaz naturel, qui se traduiraient par une baisse du gaz naturel, durant les années à venir, sans également supposer des prix sensibles au marché pour le pétrole brut, qui se traduiraient vraisemblablement par des prix supérieurs à ceux que nous payons à l'heure actuelle. Nous notons avec beaucoup d'intérêt le tout dernier rapport du Conseil économique du Canada qui, en fait, demande la déréglementation des prix du pétrole et du gaz au Canada.

Aucune discussion de l'équité au niveau du prix ne serait complète si on ne mentionnait pas le droit spécial de canadienisation, le DSC. Les membres de l'Association estiment que le DSC constitue un élément de discrimination envers les respon-

compete against electricity. In Ontario, electricity is unquestionably the major competitor of natural gas. COSC is also inconsistent with the Federal Government's basic policy of promoting the use of natural gas as a substitute for petroleum products. COSC has served its original purpose. The transfer of COSC generated funds to general revenues is seen by the entire petroleum industry as discriminatory, unfair and unjustified.

### *Canadianization*

The members of the Association doubt that it is possible at this time to assess the true costs and benefits of the Canadianization program. Of the approximately 8.4 billion dollars presently attributed to major acquisitions 7.7 billion was spent during the 15-month period February 1981 to May 1982. The remaining 0.7 billion in the subsequent 24 months to May 1984. Governments and government agencies accounted for 4.4 billion dollars of the total to date with Petro-Canada alone spending 2.1 billion relative to the Petrofina and British Petroleum acquisitions.

There is no information to suggest that there has been any significant increase in the number of shares of Canadian energy companies held by Canadians at large.

Clearly there are two separate aspects to the subject of Canadianization. Where investors perceive a desirable balance between risks and rewards there is every reason to believe that Canadian energy investments will continue to be seen in a favourable light. A number of the companies involved in the above noted acquisitions have not generally been seen by the public as good investments.

The second aspect is that the purchase of energy companies by governments or government agencies, while a form of Canadianization, should not be confused with the true process of investment. Petro-Canada's latest advertisement "Petro-Canada puts Canada first" raises an interesting question in that it apparently relegates profit to some other priority which is of course quite inconsistent with usual investor priority.

### *Conclusions*

In concluding this submission we offer the following comments in response to the Committee's question of possible modifications to the National Energy Program to better accommodate the changed energy circumstances of the recent past.

(a) Assuming that the single most important objective of the National Energy Program continues to be crude oil self-sufficiency by 1990, and recognizing our present course to be one of apparent failure, there is urgent need to make the necessary corrections in our planning process.

sables de la commercialisation du gaz naturel, qui cherchent à concurrencer l'électricité. En Ontario, l'électricité est sans aucun doute le principal concurrent du gaz naturel. Le DSC ne respecte pas non plus l'esprit de la politique fondamentale du gouvernement fédéral qui veut promouvoir l'utilisation du gaz naturel pour remplacer les produits pétroliers. Le DSC a réalisé son objectif original. Le transfert des fonds générés par le DSC aux recettes générales est considéré, par toute l'industrie pétrolière, comme une initiative discriminatoire, injuste et injustifiée.

### *Canadianisation*

Les membres de l'Association doutent qu'il soit possible, à ce moment-ci, d'évaluer les coûts et les avantages véritables du programme de canadianisation. Des 8,4 milliards de dollars actuellement attribués pour les grandes acquisitions, 7,7 milliards ont été dépensés durant une période de quinze mois, soit de février 1981 à mai 1982. Le 0,7 milliard restant a été dépensé durant les vingt-quatre mois suivants, soit jusqu'en mai 1984. Les gouvernements et les organismes gouvernementaux ont dépensé 4,4 milliards de dollars, de ce total, à ce jour, et la société Petro-Canada, à elle seule, a dépensé 2,1 milliards pour faire l'acquisition des sociétés Petrofina et British Petroleum.

Aucune donnée ne laisse croire qu'on a enregistré une hausse significative du nombre d'actions de sociétés énergétiques canadiennes détenues par des Canadiens, en général.

Manifestement, la question de la canadianisation comporte deux volets distincts. Lorsque les investisseurs perçoivent un équilibre souhaitable entre les risques et les récompenses, on a tout lieu de croire que les investissements canadiens dans le domaine de l'énergie continueront d'être vus dans un jour favorable. Plusieurs des sociétés impliquées dans les acquisitions susmentionnées n'étaient pas généralement considérées par le public comme de bons investissements.

Le deuxième volet: l'acquisition de sociétés énergétiques par des gouvernements ou des organismes gouvernementaux, tout en constituant une forme de canadianisation, ne devrait pas être confondue avec le véritable processus d'investissement. La dernière campagne de publicité de Petro-Canada («Petro-Canada puts Canada first») soulève une question intéressante à cet égard, puisque la question des bénéfices semble reléguée à un autre niveau, ce qui, bien entendu, est peu conforme aux priorités habituelles de l'investisseur.

### *Conclusions*

En conclusion, nous présentons les commentaires suivants en réponse à la question du Comité concernant les modifications susceptibles d'être apportées au Programme énergétique national, pour mieux tenir compte de l'évolution récente du contexte énergétique.

a) En supposant que le principal objectif du Programme énergétique national demeure toujours l'autosuffisance en pétrole brut vers 1990, et reconnaissant que notre orientation actuelle semble conduire à l'échec, il importe d'apporter de toute urgence les correctifs nécessaires à notre orientation.



- (b) Governments must establish energy policies that will assure a stable environment in which energy suppliers and energy consumers can plan future developments.
- (c) It is imperative that the present world oversupply of crude oil and the consequent softening of prices not be allowed to lull Canadian consumers into a false sense of security.
- (d) Secure long term supplies of natural gas at competitive prices are fundamental to the maintenance of Ontario's and Canada's economy and to the welfare of virtually all its citizens.
- (e) The present arbitrary linkage between crude oil and natural gas pricing bears no real relationship to competitive markets and should be abandoned. In addition, the crude oil compensation program should be terminated at the earliest possible date.
- (f) Having assured domestic supply and prices for natural gas, every effort should be expended by governments to maximize the benefits of gas exports to all Canadians.
- (g) Federal and Provincial Governments and their Regulatory Authorities must work together to promote greater flexibility in the pricing of natural gas especially to large volume domestic consumers and to export markets.
- (h) The Canadian Ownership Special Charge, COSC, discriminates against natural gas in competing against electricity, is inconsistent with the goals of the Federal Off-Oil Program and should be removed immediately.
- (i) The desirability of Canadianization as it relates to what might be more realistically described as 'Governmentization' of the energy industry should be reviewed, with particular reference to the presence of publicly owned oil and/or natural gas industries in the marketplace.
- b) Les gouvernements doivent adopter de nouvelles politiques énergétiques susceptibles d'assurer un environnement de stabilité qui permettra aux fournisseurs et aux consommateurs d'énergie de prévoir les développements éventuels.*
- c) Il est impérieux que la surabondance actuelle de pétrole brut dans le monde et le fléchissement des prix qui en résulte n'amènent pas les consommateurs canadiens à adopter un faux sentiment de sécurité.*
- d) La disponibilité à long terme d'approvisionnements de gaz naturel sûrs, à des prix concurrentiels, est essentielle au maintien de l'activité économique de l'Ontario et du Canada et au bien-être de presque tous ses citoyens.*
- e) Le lien arbitraire actuel entre le prix du pétrole brut et le prix du gaz naturel n'a aucun rapport réel avec les marchés concurrentiels et devrait être abandonné. De plus, le programme d'indemnisation du pétrole brut devrait être abandonné le plus tôt possible.*
- f) Après avoir assuré l'approvisionnement intérieur et le prix du gaz naturel, les gouvernements devraient faire tous les efforts possibles pour maximiser les retombées des exportations du gaz, pour tous les Canadiens.*
- g) Les gouvernements fédéral et provincial et leurs administrations devraient collaborer pour promouvoir une plus grande souplesse au niveau de la détermination du prix du gaz naturel, tout particulièrement pour les grands consommateurs canadiens et les marchés d'exportation.*
- h) Le droit spécial de canadianisation, le DSC, constitue une discrimination envers le gaz naturel, dans sa concurrence à l'électricité, et ceci ne respect, pas les objectifs du Programme fédéral de remplacement du pétrole; ce droit devrait être supprimé immédiatement.*
- i) L'avantage de la canadianisation, dans une perspective qu'on pourrait plutôt qualifier d'étatisation de l'industrie de l'énergie, devrait être revu, en accordant une importance particulière à la présence d'industries du pétrole et du gaz naturel, détenues par des intérêts publics, sur le marché.*





*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9



Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

SENATE OF CANADA

---

*Proceedings of the Standing  
Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

---

June 1984

Issue No. 16

**Thirteenth Proceedings on:**  
The National Energy Program—  
Submissions received

---

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

SÉNAT DU CANADA

---

*Délibérations du Comité  
sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

---

Juin 1984

Fascicule n° 16

**Treizième fascicule concernant:**  
Le Programme énergétique national—  
soumissions reçues

---

STANDING SENATE COMMITTEE ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*  
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| or Roblin   | or Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings  
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

|             |           |
|-------------|-----------|
| Adams       | Hastings  |
| Balfour     | Kelly     |
| Bell        | Kirby     |
| Charbonneau | Le Moyne  |
| Doody       | Lucier    |
| *Flynn      | *Olson    |
| ou Roblin   | ou Frith  |
| Guay        | Thériault |

*\*Membres d'office*

(Quorum 4)



**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate,  
Thursday, February 23, 1984:

“With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by  
the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and  
Natural Resources be authorized to review all aspects of  
the National Energy Program, including its effects on  
energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place  
to place within Canada for the purposes of this review;  
and

That the Committee be empowered to engage the ser-  
vices of such counsel and technical, clerical and other  
personnel as may be required for the above-mentioned  
purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—  
Resolved in the affirmative.”

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février  
1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par  
l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des  
ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les  
aspects du Programme énergétique national, y compris ses  
répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour  
les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du  
personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir  
besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

In accordance with committee resolution RC840605-02 of June 5, 1984, submissions from the following individuals and organizations are being printed in this issue:

PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED, Calgary, Alberta (*See Appendix "ENR-16A"*)

PETROLEUM MONITORING AGENCY, Ottawa, Ontario (*See Appendix "ENR-16B"*)

PETROSAR LIMITED, Sarnia, Ontario (*See Appendix "ENR-16C"*)

GOVERNMENT OF PRINCE EDWARD ISLAND, DEPARTMENT OF ENERGY AND FORESTRY, Charlottetown, Prince Edward Island (*See Appendix "ENR-16D"*)

PRIOR, J. G., Vernon, British Columbia (*See Appendix "ENR-16E"*)

RAY, DR. A. K., Gloucester, Ontario (*See Appendix "ENR-16F"*)

ROYAL BANK, Ottawa, Ontario (*See Appendix "ENR-16G"*)

SIERRA CLUB OF WESTERN CANADA, Victoria, British Columbia (*See Appendix "ENR-16H"*)

STELCO INC., Toronto, Ontario (*See Appendix "ENR-16HH"*)

SUNCOR INC., Ottawa, Ontario (*See Appendix "ENR-16I"*)

TARC, A., Palmerston, Ontario (*See Appendix "ENR-16J"*)

WAINOCO OIL & GAS LIMITED, Calgary, Alberta (*See Appendix "ENR-16K"*)

WALKER & PARTNERS LTD., R. L., Ottawa, Ontario (*See Appendix "ENR-16L"*)

WHITEHORSE, CITY OF, Whitehorse, Yukon (*See Appendix "ENR-16M"*)

WILLSON, BRUCE F., Thornhill, Ontario (*See Appendix "ENR-16N"*)

Conformément à la résolution du Comité RC840605-02, du 5 juin 1984, le présent fascicule reproduit les mémoires présentés par les personnes et les organismes énumérés ci-après:

PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED, Calgary (Alberta) (*Voir Annexe «ERN-16A»*)

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER, Ottawa (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16B»*)

PETROSAR LIMITED, Sarnia (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16C»*)

GOUVERNEMENT DE L'ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD, MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES FORÊTS, Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard) (*Voir Annexe «ERN-16D»*)

PRIOR, J. G., Vernon (Colombie-Britannique) (*Voir Annexe «ERN-16E»*)

RAY, DR. A. K., Gloucester (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16F»*)

BANQUE ROYALE, Ottawa (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16G»*)

SIERRA CLUB OF WESTERN CANADA, Victoria (Colombie-Britannique) (*Voir Annexe «ERN-16H»*)

STELCO INC., Toronto (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16HH»*)

SUNCOR INC., Ottawa (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16I»*)

TARC, A., Palmerston (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16J»*)

WAINOCO OIL & GAS LIMITED, Calgary (Alberta) (*Voir Annexe «ERN-16K»*)

WALKER & PARTNERS LTD., R. L., Ottawa (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16L»*)

WHITEHORSE, VILLE DE, Whitehorse (Yukon) (*Voir Annexe «ERN-16M»*)

WILLSON, BRUCE F., Thornhill (Ontario) (*Voir Annexe «ERN-16N»*)

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## APPENDIX "ENR-16A"

## PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED

SUBMISSION TO  
THE STANDING SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCESCalgary, Alberta  
June 15, 1984

## EXECUTIVE SUMMARY

PanCanadian believes that this is an appropriate time to review the National Energy Program. Sufficient time has now passed to allow a reasonable assessment of how the goals of security, opportunity and fairness are being achieved.

PanCanadian has supported these goals since they were first announced but has had an ongoing concern that the goals could not be attained by the means chosen by the federal and provincial governments. Our primary concern reflects our belief that high risk exploration expenditures must be funded through equity investments or industry cash flow rather than debt financing. It was our early observation that the NEP would reduce the oil and gas industry's cash flow and therefore, could soon result in reduced industry activity.

Our submission addresses four broad areas of concern: Canadianization, the Petroleum Incentives Program, Canada, Canada Lands, and oil and gas pricing.

We believe that the current Canadian content measurement rules are too complex. We recommend that a company be considered to be Canadian if 50 per cent of the company's shares are owned by or are readily available for purchase by Canadians.

We believe that the most effective and fairest incentive systems are those built into the income tax system. According we suggest that the government revert to such a system and eliminate the Petroleum Incentive Program grant system by the end of 1986. Incentives for exploration and development in any particular jurisdiction should, in our view, be offered by the respective governments which own the mineral rights in that jurisdiction. Funding for such incentives should be derived from general taxation revenues rather than specific front end taxes such as the Petroleum and Gas Revenue Tax.

PanCanadian's participation in exploration activities on Canada Lands has been at a significant level since the early 1960's. We believe that exploration activity in these areas

## ANNEXE «ERN-16A»

## LA SOCIÉTÉ PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED

MÉMOIRE AU COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLESCalgary (Alberta)  
le 15 juin 1984

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

La société PanCanadian estime qu'il s'agit d'un bon moment pour revoir le Programme énergétique national. En effet, une période suffisante s'est maintenant écoulée pour permettre d'apprécier les progrès accomplis au niveau de la réalisation des objectifs reliés à la sécurité, aux possibilités commerciales et à l'équité.

La PanCanadian a soutenu la poursuite de ces objectifs, depuis le moment où ils ont été annoncés, mais elle a toujours cru que ceux-ci ne pourraient être réalisés par les moyens choisis par les gouvernements fédéral et provinciaux. Notre préoccupation première s'attache au fait que, selon nous, les dépenses d'exploration à grands risques doivent être financées par l'émission d'actions ou à même les fonds autogénérés de l'industrie et non par le recours à la dette. Nous avons, au tout début, déclaré que le PÉN réduirait les fonds autogénérés de l'industrie pétrolière et gazière et que ceci pourrait donc rapidement se traduire par une réduction de l'activité de l'industrie.

Notre mémoire s'intéresse à quatre grandes questions: la canadienisation, le Programme d'encouragements pétroliers, les terres du Canada, et la détermination du prix du pétrole et du gaz.

A notre avis, les règlements actuels régissant la détermination de la participation canadienne sont trop complexes. Nous recommandons de reconnaître une société comme canadienne, lorsque 50 p. 100 des actions de l'entreprise appartiennent à des Canadiens ou peuvent être facilement acquis par des Canadiens.

Nous croyons que les régimes d'encouragement les plus efficaces et les plus justes sont ceux intégrés au régime de l'impôt sur le revenu. Nous suggérons donc au gouvernement de recourir à ce régime et de supprimer le régime de subventions du Programme d'encouragements pétroliers, vers la fin de 1986. Des encouragements à l'exploration et au développement, dans tous les domaines de compétence, devraient, selon nous, être offerts par les divers gouvernements qui y possèdent les droits minéraux. Ces encouragements devraient être financés à même le produit des taxes générales plutôt qu'au moyen de taxes spécifiques imposées au départ, comme c'est le cas des taxes sur les recettes pétrolières et gazières.

Depuis le début des années 1960, la participation de la société PanCanadian aux activités d'exploration sur les terres du Canada a été significative. Nous croyons que la prospection



should continue, but such activities should only occur for sound economic and geological reasons. The retroactive back in provision which has been retained for the Crown on Canada Lands is unfair and should be revoked.

Finally, we continue to recommend that a single level world price policy be adopted which would reflect only a crude oil's value in the marketplace. Because of external regulatory complications, we conclude that it will be necessary to continue with some form of price administration for domestic and export sales of natural gas.

PanCanadian Petroleum Limited  
Submission To  
The Standing Senate Committee  
On Energy and Natural Resources

### *Introduction*

It is the stated objective of the Senate Committee to review the goals and objectives of the National Energy Program (NEP) as well as the measures taken to implement the NEP. PanCanadian welcomes this opportunity to present its views in this significant review of this important topic.

PanCanadian has supported the objectives of the NEP since they were announced on October 28, 1980. These objectives include: security of supply, opportunity for participation by Canadians, and fairness in pricing and revenue sharing. We have had, however, an ongoing concern that the methods chosen to achieve these objectives might not lead to their attainment.

It has been a fundamental principle of the oil and gas industry that funds used for high risk exploration be derived from equity financing or industry cash flows—not from debt financing. In the boom days of 1980 and 1981 this principle was questioned by some government officials and industry participants. Our concern was that industry cash flow might be reduced to the extent that new taxes announced in the NEP would not be offset by government grants. We proposed that rather than levy the front end Petroleum and Natural Gas Revenue Tax (PGRT), the government should fund incentive programs with taxes on net income.

Following the announcement of the NEP and during its implementation, PanCanadian had extensive discussions with various federal government agencies—seeking, amongst other things, clarification of the rules concerning the Company's Canadian Ownership Rating (COR). Subsequently, PanCanadian demonstrated that it was entitled to the highest level of COR and thereby was assured of maximum Petroleum Incentive Program (PIP) grants.

dans ces régions devrait se poursuivre, mais que ces activités devraient être motivées uniquement par de saines considérations d'ordre économique et géologique. La disposition de réintéressement rétroactif de la Couronne, applicable aux terres du Canada, n'est pas équitable et devrait être révoquée.

Enfin, nous continuons de recommander l'adoption d'une politique de prix à niveau unique, c'est-à-dire au niveau du prix mondial, qui refléterait uniquement la valeur du pétrole brut sur le marché. En raison de complications d'ordre réglementaire externe, nous concluons qu'il sera nécessaire de maintenir une certaine forme d'administration des prix, dans le cas des ventes de gaz naturel sur le marché canadien et sur le marché d'exportation.

La société PanCanadian Petroleum Limited  
Mémoire au Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles

### *Introduction*

Le Comité sénatorial permanent se propose de revoir tant les buts et les objectifs du Programme énergétique national (PÉN) que les mesures prises pour en assurer la réalisation. La société PanCanadian est heureuse de pouvoir exprimer ses opinions dans le cadre de cette revue significative d'une question aussi importante.

La PanCanadian a soutenu les objectifs du PÉN, dès le moment où ils ont été rendus publics le 28 octobre 1980, objectifs visant notamment la sécurité de l'approvisionnement, les possibilités de participation pour les Canadiens et l'équité au niveau de la détermination des prix et du partage des recettes. Nous avons toutefois toujours été préoccupés par le fait que les méthodes choisies pour atteindre ces objectifs pourraient ne pas en permettre la réalisation.

L'industrie du pétrole et du gaz a toujours respecté le principe fondamental voulant que les fonds consacrés à la prospection très risquée soient pris à même les fonds levés et les fonds autogénérés, et non pas financés par la dette. Aux beaux jours de 1980 et 1981, ce principe a été remis en question par certains fonctionnaires gouvernementaux et certains participants à l'industrie. Nous nous préoccuons de la possibilité que les fonds autogénérés de l'industrie puissent être réduits au point où les nouvelles taxes annoncées dans le PÉN ne seraient pas compensées par les subventions gouvernementales. Nous avons proposé qu'au lieu de prélever les taxes sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) imposées au départ, le gouvernement devrait financer les programmes d'encouragement à même le produit de l'impôt sur le revenu net.

Suite à l'adoption du PÉN et durant son application, la PanCanadian a eu de sérieux entretiens avec les représentants de divers organismes fédéraux dans le but, notamment, de faire préciser la réglementation régissant la détermination du taux de propriété canadienne de la société (TPC). Par la suite, la PanCanadian a démontré qu'elle avait droit à la plus haute cote, s'assurant ainsi de pouvoir profiter au maximum des subventions accordées dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers.

In order for our industry and the government to achieve the goal of security of supply announced in the NEP, Pan-Canadian has maintained and continues to maintain that producers should be paid world prices for petroleum and natural gas. We recognize that during periods of rapid price escalation, parity with world prices may not have been immediately achievable because large price shocks simply would not be acceptable to consumers. We have recently suggested that the present time of world crude surpluses and prices which are declining in real terms, is opportune for introduction of more appropriate crude oil and natural gas prices.

In this submission PanCanadian will concentrate on only a few of the questions which the Senate Committee will no doubt investigate. We will address those aspects of the implementation of the Canadianization objective which have caused and may continue to cause problems for this and other companies. As well, we will discuss and suggest changes to the PIP grant system. Development policies for Canada Lands have been an issue which has also caused us concern and which we feel should be reviewed. Finally, we will address aspects of oil and gas pricing policy which are of great importance to the continuing health of the oil and gas industry and the country in general.

#### *Corporate Background*

PanCanadian Petroleum Limited was formed in 1971 under the Canada Corporations Act as a result of the amalgamation of prior oil and gas entities. These included Canadian Pacific Oil and Gas Limited which was founded in 1958, and Central-Del Rio Oils Limited which was acquired by Canadian Pacific Oil and Gas in 1969. PanCanadian is a subsidiary of Canadian Enterprises Limited (CPE) which was incorporated under the Companies Act of Canada in 1962 with the objective of developing all of the non-transportation interests of Canadian Pacific Limited (CPL) including natural resource interests. CPL, which was incorporated by special act of the Parliament of Canada, has been in existence for over 100 years; and is well known to all Canadians. PanCanadian is the only company affiliated with CPL which is involved in oil and gas exploration; except for a 6 per cent investment in Panarctic Oils Ltd. which is held by Cominco Ltd., a sister company of PanCanadian.

Both CPL and CPE operate internationally and have raised capital for their Canadian and international operations on foreign markets. The shares of these two corporations are listed for trading on major stock exchanges in Canada, England and the United States. These listings are required to provide the trading base to permit continued financing in these countries to support operations in Canada and internationally. However, these international listings can cause significant problems for our Company in terms of its entitlement to PIP grants because of the current COR measurement rules. These rules are complex. They require the measurement of the Canadian content

Pour que notre industrie et le gouvernement réalisent l'objectif annoncé dans le PÉN en matière de sécurité de l'approvisionnement, la PanCanadian a soutenu et soutient toujours que les producteurs devraient toucher les prix mondiaux, dans le cas du pétrole et du gaz naturel. Nous reconnaissons que durant les périodes d'escalade de prix rapide, la parité avec les prix mondiaux pourrait bien ne pas avoir été immédiatement réalisable en raison de l'impact au niveau des prix, qui aurait tout simplement été inacceptable pour les consommateurs. Nous avons récemment suggéré que le moment actuel, où l'on enregistre des surplus de brut sur le marché mondial et une baisse des prix en termes réels, se prête à l'adoption de prix plus appropriés pour le pétrole brut et le gaz naturel.

Dans le présent mémoire, la PanCanadian aborde seulement quelques-unes des questions que le Comité sénatorial voudra sans aucun doute approfondir. Nous nous attacherons aux aspects de la réalisation de l'objectif de la canadienisation qui ont causé des problèmes et qui sont susceptibles de continuer à en causer, tant pour notre société que pour d'autres entreprises. Nous suggérerons également des modifications au régime de subventions PEP. Les politiques régissant la mise en valeur des terres du Canada nous intéressent également au plus haut point et devraient, à notre avis, être revues. Nous aborderons enfin les aspects de la politique de détermination du prix du pétrole et du gaz qui revêtent la plus grande importance pour assurer le dynamisme de l'industrie pétrolière et gazière et du pays, en général.

#### *Renseignements d'ordre général sur l'entreprise*

La société PanCanadian Petroleum Limited a été constituée en 1971, aux termes de la *Loi sur les corporations canadiennes*, à la suite de la fusion de certaines sociétés pétrolières, dont la Canadian Pacific Oil and Gas Limited, fondée en 1958, et la Central-Del Rio Oils Limited, acquise par la Canadian Pacific Oil and Gas, en 1969. La société PanCanadian est une filiale de la société Canadian Pacific Enterprises Limited (CPE), une société incorporée en 1962 aux termes de la *Loi sur les compagnies du Canada*, pour faire valoir tous les intérêts de la société Canadian Pacific Limited (CPL), non reliés au transport, notamment ses intérêts dans le domaine des ressources naturelles. La CPL, incorporée par une loi spéciale du Parlement du Canada, existe depuis plus d'un siècle et il s'agit d'une société bien connue de tous les Canadiens. La PanCanadian est la seule société affiliée à la CPL qui participe à la prospection du pétrole et du gaz, à part une participation de 6 p. 100 à la Panarctic Oils Ltd., détenue par la Cominco Ltd., une société sœur de la PanCanadian.

Les sociétés et CPE sont actives sur le plan international et elles ont obtenu des capitaux pour leurs entreprises canadiennes et internationales sur les marchés étrangers. Les actions de ces deux sociétés sont inscrites aux grandes bourses du Canada, de l'Angleterre et des États-Unis; ces inscriptions s'imposent pour assurer l'assise commerciale requise pour permettre un financement soutenu dans ces pays et le soutien des entreprises tant au Canada que sur le plan international. Toutefois, ces inscriptions internationales peuvent causer des problèmes significatifs pour notre société, au chapitre de son admissibilité aux subventions PEP, en raison de la réglementation



of the shareholders of PanCanadian as well as the Canadian contents of the shareholders of our parent companies—both CPE and CPL. Successful international activities by PanCanadian's parent companies may at times make CPE or CPL shares attractive to foreign investors who may then purchase such shares on the international markets. Such purchases decrease our COR, and may cause our company to fall into a lower COR group, thereby reducing our entitlement to PIP grants.

The history of CPL, CPE, and PanCanadian shows clearly that these companies are Canadian owned and controlled, and have attracted foreign shareholders through the success of their domestic and international operations. We believe this must be contrasted strongly with foreign controlled companies which have become involved in Canadian oil and gas operations and thereby attracted Canadian investors. It is important that this distinction be recognized.

All of PanCanadian's directors and all but one of its officers are Canadian; all of the directors and officers of CPE are Canadian; and all but three of the directors and all but one of the officers of CPL are Canadian. Each company has a majority of independent outside directors. Over 98 per cent of PanCanadian's shares, over 96 per cent of CPE's shares and over 77 per cent of CPL's shares are registered to shareholders with Canadian addresses. There is simply no question that all of the three companies are Canadian controlled and predominantly Canadian owned, and exist for legitimate business purposes. Their existence preceded the NEP and clearly they were not established solely for obtaining maximum PIP benefits under the NEP.

PanCanadian is a large, independent Canadian owned oil and gas company. Some of the normal statistics used by the industry to measure relative size include reserves of oil, natural gas liquids and natural gas, production of these products, land holdings, capital and exploration expenditures, market value of shares outstanding and market value of shares which are traded on the stock exchanges. In terms of all of these measures, PanCanadian ranks as the second largest independent Canadian owned oil and gas company.

PanCanadian's exploratory and developmental drilling activities exceeded those of every other company in 1983. This was true whether those companies were independent, integrated or multinational. PanCanadian is also large in terms of other measures of relative size when compared to all other companies in the oil and gas industry in Canada. For instance, in 1982 it was Canada's tenth largest oil and natural gas liquids producer. PanCanadian's production of natural gas in the same year made it the fifth largest producer. The Company's total developed and undeveloped acreage holdings in 1982

actuelle régissant la détermination du TPC. Ces règlements sont complexes; ils exigent la détermination du taux de propriété canadienne de la PanCanadian ainsi que du taux de propriété canadienne des sociétés parentes, tant la CPE que la CPL. Les réussites des activités internationales des sociétés parentes de la PanCanadian peuvent, à l'occasion, rendre attrayantes les actions de la CPE ou de la CPL pour les investisseurs étrangers, qui peuvent alors faire l'acquisition de ces actions sur les marchés internationaux. Ces acquisitions réduisent notre TPC et peuvent amener la décote de notre société, réduisant ainsi notre admissibilité aux subventions PEP.

L'histoire de la CPL, de la CPE et de la PanCanadian démontre manifestement que ces sociétés appartiennent à des Canadiens et sont régies par eux, et qu'elles ont attiré les actionnaires étrangers en raison de la réussite de leurs activités canadiennes et internationales. Nous estimons que ceci constitue un net contraste avec des sociétés contrôlées par des intérêts étrangers qui peuvent s'être intéressées aux activités pétrolières et gazières canadiennes, et, ainsi, avoir attiré des investisseurs canadiens. Il importe de reconnaître cette différence.

Tous les directeurs de la PanCanadian et tous ses administrateurs, à l'exception d'un seul, sont des Canadiens; tous les directeurs et tous les administrateurs de la CPE sont des Canadiens; et à la CPL, tous les directeurs, à l'exception de trois, et tous les administrateurs, à l'exception d'un seul, sont des Canadiens. Chaque société compte une majorité de directeurs indépendants de l'extérieur. Plus de 98 p. 100 des actions de la PanCanadian, plus de 96 p. 100 des actions de la CPE et plus de 77 p. 100 des actions de la CPL sont enregistrées au nom d'actionnaires ayant une adresse canadienne. Il ne fait aucun doute que ces trois sociétés sont contrôlées par des Canadiens et appartiennent majoritairement à des Canadiens, et que leur existence est justifiée par des fins commerciales légitimes. Elles existaient bien avant l'adoption du PÉN et elles n'ont manifestement pas été mises sur pied uniquement pour retirer le maximum d'avantages PEP, dans le cadre du PÉN.

La société PanCanadian est une importante société pétrolière et gazière, autonome, appartenant à des Canadiens. Certaines des données statistiques habituellement utilisées par l'industrie pour déterminer l'importance relative des sociétés comprennent notamment les réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel, la production de ces produits, les territoires détenus, les dépenses d'immobilisation et d'exploration, la valeur marchande des actions en cours et la valeur marchande des actions transigées en bourse. En retenant toutes ces mesures, la PanCanadian est la deuxième plus importante société pétrolière et gazière autonome appartenant à des Canadiens.

Les activités de forage d'exploration et de mise en valeur de la PanCanadian ont été supérieures à celles de toute autre compagnie, en 1983, qu'il s'agisse de sociétés autonomes, intégrées ou multinationales. La PanCanadian est également importante, lorsqu'on utilise d'autres mesures de l'importance relative et qu'on la compare à toutes les autres sociétés œuvrant dans l'industrie pétrolière et gazière du Canada. Ainsi, par exemple, en 1982, la société a été le dixième plus grand producteur canadien de pétrole et de liquides de gaz naturel. Cette même année, la PanCanadian a été le cinquième



ranked PanCanadian ninth among publicly traded companies. These few statistics clearly illustrate the significance of this Company in the industry.

### *Canadianization*

PanCanadian believes that the current multitiered COR system which was established under the NEP is unnecessarily complex. Although significant steps have been taken since 1981 to simplify the measurement process, we suggest that the government adopt a new simple two-level system where a company is considered to be Canadian or it is not. The COR tests which determine whether a corporation is considered to be Canadian should be as simple as possible, and should be common to all government agencies and departments, including the Foreign Investment Review Agency (FIRA).

An appropriate definition would result in a corporation that is either 100 per cent Canadian or 0 per cent Canadian along the following lines:

A company, which is incorporated in Canada, will be deemed to be Canadian if,

- the corporation has at least 50 per cent of its shares held by Canadians, or traded publicly and available through Canadian stock exchanges to Canadians, or
- the corporation has a Canadian corporate shareholder which meets the above Canadian qualifications, and which holds at least 50 per cent of the outstanding shares.

The various companies acts of Canada and the provinces require the majority of the Board of Directors of a company to be resident Canadians, and that the Board of Directors be empowered to select the management of the company. Further to the above, there should be no features in the constating documents which isolate control to other than the shareholders generally.

We believe that this simple definition of a Canadian corporation would prove attractive to many foreign corporations now operating or contemplating operations in Canada. This attractiveness is readily apparent when our suggestion is contrasted with the complex and unreasonable requirements of FIRA. Under FIRA, public companies are deemed to be foreign controlled if any single foreign interest holds 5 per cent or more of its voting rights unless the company can demonstrate that such a block is offset by a larger block of voting rights held by a Canadian interest. It is apparent that under such a rule, the large U.S. multinational companies have no incentive to increase the Canadian content of their subsidiaries.

A Canadian content of 50 per cent, we believe, would be attainable for some of the Canadian subsidiaries of the largest multinational companies. This would be further enhanced if the legislation were to provide a transitional period for those

plus grand producteur de gaz naturel au pays. L'ensemble des territoires mis en valeur et non mis en valeur détenus par la société en 1982, plaçait la PanCanadian au neuvième rang des sociétés dont les actions étaient échangées sur les bourses publiques. Ces quelques données statistiques illustrent manifestement l'importance de cette société au sein de l'industrie.

### *Canadianisation*

La PanCanadian estime que le régime actuel de détermination du TPC, qui compte plusieurs niveaux ou degrés, établi dans le cadre du PÉN, est inutilement complexe. Même si des mesures significatives ont été prises depuis 1981 pour simplifier le processus, nous suggérons au gouvernement d'adopter un régime plus simple, à deux niveaux, pour qu'une société soit considérée comme canadienne ou non. Les tests TPC permettant de déterminer si une société est considérée comme canadienne devraient être le plus simple possible et devraient être utilisés par tous les organismes et ministères gouvernementaux, y compris l'Agence d'examen des investissements étrangers (AEIÉ).

Une définition appropriée se traduirait par une décision à l'effet qu'une société est canadienne à 100 p. 100 ou à 0 p. 100, en retenant les critères suivants:

Une société, constituée en corporation au Canada, sera jugée canadienne si,

- au moins 50 p. 100 des actions de la société sont détenues par des Canadiens, ou sont transigées sur les marchés publics et accessibles aux Canadiens sur les bourses canadiennes, ou
- si la société a un actionnaire corporatif canadien répondant aux exigences de qualité canadienne précisées ci-avant et détenant au moins 50 p. 100 des actions en cours.

Les diverses lois sur les sociétés du Canada et des provinces exigent que la majorité des administrateurs d'une société soient des Canadiens résidents et que le conseil d'administration ait le pouvoir de choisir la direction de l'entreprise. En outre, les documents de constatation ne devraient d'aucune façon réserver la maîtrise de la société à d'autres personnes qu'aux actionnaires, en général.

Nous croyons que cette définition simple d'une société canadienne devrait s'avérer attrayante pour les nombreuses sociétés étrangères qui poursuivent des activités au Canada ou envisagent de le faire. Cet avantage est manifeste lorsqu'on compare notre proposition aux exigences complexes et déraisonnables de l'AEIÉ. Selon ces dernières, on estime que les sociétés publiques sont régies par des intérêts étrangers si une entité étrangère détient 5 p. 100 ou plus des droits de vote, à moins que celle-ci puisse faire la preuve que ce bloc d'actions est compensé par un autre bloc plus important détenu par une entité canadienne. Il est manifeste, qu'avec un tel règlement, les grandes sociétés multinationales américaines ne seront nullement incitées à accroître la participation canadienne de leurs filiales.

A notre avis, une participation canadienne de 50 p. 100 serait réalisable, pour certaines filiales canadiennes des grandes sociétés multinationales. La situation serait améliorée davantage si la législation prévoyait une période de transition

corporations should they commit to reach the 50 per cent level within a stipulated time period.

### *Petroleum Incentives Program*

The PIP grant system was established as the cornerstone of the NEP to help attain the goals of 50 per cent Canadian ownership in the oil and gas industry by 1990, and self-sufficiency in energy by that same date. These goals were to be accomplished, among other measures, by providing grants of up to 80 per cent of the eligible exploration expenditures made on Canada Lands by the highest COR level Canadian companies. Funding for the PIP is provided through the PGRT and the phase-out of earned depletion from the income tax rules.

We believe that this program has not been particularly effective for our Company as we have maintained a policy of exploring only those prospects which are economically and geologically attractive. The following statistics illustrate this point. PanCanadian received cash PIP grants from the federal government totalling \$34.4 million during the period 1981 through 1983 inclusive, whereas, PGRT payments totalled \$168.9 million during this same period. Our estimates for 1984 are PGRT payments of \$93.0 million compared to cash PIP's from the federal government of \$18.7 million. PIP grants received from the Alberta government, and which are not funded by the federal PGRT, during the period 1981 through 1983 totalled \$53.7 million. We estimate that we will receive a further \$57.1 million in 1984. Even if we include the Alberta PIP's, over the first four years of the NEP we estimate that the Company will be in a deficit position of at least \$98.4 million. These funds would otherwise have been available for exploration programs throughout the country—as influenced by geology and economics. Details of cash PIP's and PGRT payments are shown on the attached Appendix One. We would also like to note that the cash deficit reported above ignores the further negative impact on our cash flow of the loss of earned depletion over this same timeframe.

PanCanadian understands that the main reasons for choosing the PIP method of funding the Canadianization objective are two-fold:

- The PIP could be directed towards achieving the NEP objectives without contravening international tax and trade conventions, and
- to provide a measure of revenue sharing without upsetting provincial constitutional rights.

PanCanadian believes that the most effective and fairest incentive systems are those built into the income tax system. Accordingly, we suggest that the government revert to such a system by the end of 1986. Should the government adopt this recommendation, however, PIP grants earned for expenditures committed under the NEP must be honoured—and any remaining commitments should be “grandfathered”.

pour ces sociétés, à condition qu'elles s'engagent à réaliser le niveau de 50 p. 100 selon un délai précis.

### *Programme d'encouragements pétroliers*

Le régime de subvention PEP devait servir de pierre angulaire au PÉN et permettre de réaliser l'objectif de la propriété canadienne de 50 p. 100 de l'industrie pétrolière et gazière vers 1990, et l'autosuffisance énergétique, vers cette même date. Ces objectifs devaient notamment être réalisés par l'octroi de subventions, jusqu'à concurrence de 80 p. 100 des dépenses d'exploration admissibles, faites sur des terres du Canada par les sociétés canadiennes ayant les plus forts TPC. Le financement du PEP est assuré par la TRPG et par l'élimination graduelle de l'épuisement gagné, prévu dans le règlement de l'impôt sur le revenu.

Nous estimons que ce programme n'a pas été très efficace pour notre société, puisque nous avons maintenu notre politique de n'explorer que les perspectives intéressantes sur le plan économique et géologique. Les données statistiques qui suivent illustrent cet énoncé. La PanCanadian a reçu du gouvernement fédéral des subventions PEP totalisant 34,4 millions de dollars, durant la période de 1981 à 1983 inclusivement, alors que, pour la même période, les TRPG se sont chiffrées à 168,9 millions de dollars. Nos estimations pour 1984 établissent les TRPG à 93,0 millions de dollars, contre 18,7 millions de dollars de subventions fédérales PEP. Durant cette période, les subventions PEP reçues du Gouvernement de l'Alberta et qui ne sont pas financées par la TRPG fédérale, se sont chiffrées au total à 53,7 millions de dollars. Nous prévoyons toucher une somme supplémentaire de 57,1 millions de dollars, en 1984. Même en incluant les paiements PEP de l'Alberta, nous estimons que la société enregistrera, durant les quatre premières années du PÉN, un déficit d'au moins 98,4 millions de dollars à ce chapitre. S'ils n'avaient pas été versés en taxes, ces fonds auraient été disponibles pour la réalisation de programmes d'exploration dans tout le pays, selon les conditions dictées par les contextes géologiques et économiques. On trouvera à l'Annexe 1 les détails des subventions PEP et des TRPG payées. Nous aimerions également noter que le déficit d'encaisse susmentionné ne tient pas compte des autres répercussions négatives sur nos fonds autogénérés, suscitées par la perte d'épuisement gagné, durant cette même période.

La PanCanadian comprend que les principaux motifs à l'origine du choix de la méthode PEP pour financer la réalisation de l'objectif de la canadianisation, sont doubles:

- Le PEP pourrait être orienté de façon à réaliser les objectifs du PÉN sans contrevenir aux conventions internationales en matière de taxe et de commerce, et
- de façon à assurer un certain partage des recettes sans porter atteinte aux droits constitutionnels des provinces.

La PanCanadian estime que les régimes d'encouragement les plus efficaces et les plus équitables sont ceux qui sont intégrés au régime de l'impôt sur le revenu. Nous suggérons donc au gouvernement de revenir à un tel système à la fin de 1986. Toutefois, si le gouvernement donne suite à cette recommandation, les subventions PEP méritées pour des dépenses engagées dans le cadre du PÉN, devront être versées—et tous les autres engagements devraient être traités de façon «paternelle».



At the same time that the PIP system is phased out, we further recommend the elimination of all front end taxes established under the NEP. This would include PGRT and the Incremental Oil Revenue Tax (IORT). We also recommend that the federal government eliminate the Canadian Ownership Special Charge (COSC) and the Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT).

Incentives for exploration and development in any particular jurisdiction should, in our view, be offered by the respective governments. We offer as an example of the success of such incentives, the recent programs in Saskatchewan and Alberta which attracted significant new exploration and development investments to those provinces in 1982 and 1983. Similar or new innovative programs could be offered by the federal government in the various Canada Lands areas.

If the federal government finds it necessary to continue grants for exploration and development programs on federal lands, these grants could be altered to fit PanCanadian's suggested new Canadian content definition. Under our definition of "Canadian", there would be a need for only one level of grant which would then be distributed over a larger number of companies. We contend that such a system would introduce a needed measure of financial discipline to the extensive exploration programs on Canada Lands. Funds for this new system should be allocated from general taxation revenues rather than specific front end taxes.

Implementation of changes such as we are suggesting should occur towards the end of the existing agreements between the federal and provincial governments, i.e., December 31, 1986. Such changes should be announced well in advance of implementation in order to provide adequate time for the industry to react in an orderly fashion to the changes. PanCanadian believes that the suggested changes to the Canadianization rules would continue to encourage the 50 per cent Canadian content objective of the NEP; but would do so without causing as much difficulty as under the current system where Canadian companies must continually prove that they are Canadian, and would afford those companies which are foreign controlled a reasonable opportunity to become Canadian under the new rules.

#### *Canada Lands*

PanCanadian and its predecessor companies have participated in significant exploration programs on Canada Lands since 1963. These activities are outlined in detail in Appendix Two. In this submission we intend to make only comments about two areas of concern regarding the Canada Lands.

We believe that our suggested redefinition of a Canadian owned and controlled company would fit in very well with certain aspects of the legislation on the Canada Lands. For instance, the legislation requires that interest holders as a

Parallèlement à l'élimination progressive du régime PEP, on devrait également éliminer toutes les taxes de départ, imposées dans le cadre du PÉN, notamment la TRPG et la taxe progressive sur les recettes pétrolières (TPRP). Nous recommandons également au gouvernement fédéral d'éliminer le droit spécial de canadienisation (DSC) ainsi que la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz (TGNLG).

A notre avis, les divers gouvernements devraient offrir des encouragements à l'exploration et à la mise en valeur dans leurs champs de compétence spécifiques. Nous citons à titre d'exemple de la réussite de tels encouragements, les programmes récents adoptés par la Saskatchewan et l'Alberta, qui ont attiré d'importants investissements nouveaux dans le domaine de l'exploration et de la mise en valeur, dans ces provinces, en 1982 et 1983. Le gouvernement fédéral pourrait offrir des programmes novateurs semblables ou nouveaux dans les diverses régions où il possède des terres.

Si le gouvernement fédéral estime nécessaire le maintien des programmes de subventions à l'exploration et au développement, sur les terres fédérales, les subventions pourraient être modifiées de façon à correspondre à la nouvelle définition de la propriété canadienne suggérée par la PanCanadian. Selon notre définition, il n'y aurait qu'un niveau de subvention, et les subventions pourraient être réparties entre un plus grand nombre de sociétés. Nous soutenons qu'un tel régime introduirait une certaine discipline financière nécessaire pour les programmes d'exploration extensive sur les terres du Canada. Les fonds nécessaires à ce nouveau régime seraient prélevés à même le produit des taxes générales, au lieu de recourir aux taxes spécifiques imposées au départ.

La mise en œuvre des changements du genre de ceux que nous préconisons devrait être entreprise lorsque les accords existants entre les gouvernements fédéral et provinciaux viendront à échéance, c'est-à-dire le 31 décembre 1986. Ces changements devraient être annoncés bien avant leur mise en application de façon à donner à l'industrie le temps nécessaire pour s'adapter à ces changements de façon ordonnée. La PanCanadian estime que les modifications suggérées aux règlements dits de canadienisation continueront de favoriser l'objectif du PÉN concernant la propriété canadienne de 50 p. 100, mais que cet encouragement se matérialisera sans causer autant de difficultés que le régime actuel, où les sociétés canadiennes doivent continuellement prouver qu'elles sont canadiennes, tout en donnant aux sociétés contrôlées par des intérêts étrangers une occasion raisonnable de devenir canadiennes, conformément aux nouveaux règlements.

#### *Terres du Canada*

La PanCanadian et les sociétés qui l'ont précédé ont participé à d'important programmes d'exploration sur les terres du Canada, depuis 1963. Ces activités sont décrites en détail à l'Annexe 2. Dans le présent mémoire, nous commenterons seulement deux secteurs de préoccupation relatifs aux terres du Canada.

Nous croyons que notre projet de définitions de la société appartenant à des Canadiens et contrôlée par eux, correspondrait très bien à certains aspects de la législation concernant les terres du Canada. Ainsi, par exemple, la loi exige que les détenteurs d'intérêts, comme groupe, aient un taux de pro-



group have a minimum 50% COR in order to obtain production licences on Canada Lands.

We also believe that our definition should be applied at the exploration stage as a prerequisite for an Exploration Agreement between the exploring company and the federal government. Canadian companies would then have much more of an opportunity to engage in Canada Lands exploration in the early stages rather than through subsequent expensive farming involving multiwell expenditures as has recently occurred.

In our view it is important that the Canadian content of an exploration group be fixed at the time of the Exploration Agreement. Thereafter, the Canadian content of the group should only be subject to review as a result of some direct action taken by one of the parties. If such action causes a reduction in Canadian content of the group below 50%, then the Crown may wish to retain the right to acquire the interest in question from the affected party whose change in ownership caused the decline.

The current PIP rules encourage the generally foreign owned interest holders of exploration rights on Canada Lands to charge a disproportionate amount for high COR company farmins. Exploration expenditures by the high COR farmin company free up exploration dollars of the former interest holder which can then be used in exploration activities in the less risky conventional areas. Since the former or original interest holders of Canada Lands are for the most part the large foreign multinational companies, this PIP feature may tend to de-Canadianize the conventional petroleum areas of our country.

PanCanadian has maintained and continues to maintain that the 25% Crown back in which is permitted without compensation, excepting pre-1981 costs, is unfair and unjustifiable insofar as it pertains to existing land holdings; regardless of the Canadian ownership status of the land owner. Such rights are confiscatory and unfair to those companies that have already risked significant capital. Nor, in our opinion, is it a valid reason that the Canadian public paid for such programs through tax incentives. Such incentives were simply a means of promoting federal government objectives, not unlike any other incentives to promote regional activity, and were offered in recognition of the high cost and risk and the desirability of these activities on Canada Lands. We believe that continuation of this policy will ultimately lead to reduced exploration on Canada Lands, thereby defeating the NEP objectives. Accordingly, we recommend that this back in privilege on existing Canada Lands for the Crown be immediately revoked and that such revocation be made retroactive.

propriété canadienne minimum de 50 p. 100 pour obtenir des licences de production sur des terres du Canada.

Nous croyons également que notre définition devrait être appliquée au stade de l'exploration, comme prérequis à la conclusion d'un accord d'exploration entre la société prospectrice et le gouvernement fédéral. Les sociétés canadiennes auraient alors beaucoup plus d'occasions de s'engager dans l'exploration des terres du Canada, dès les premiers stades, plutôt que de conclure ultérieurement de coûteux accords d'affermage, impliquant des dépenses reliées à plusieurs puits, comme cela s'est avéré le cas récemment.

À notre avis, il importe que la propriété canadienne d'un groupe d'exploration soit déterminée au moment de la conclusion de l'Accord d'exploration. Par la suite, la propriété canadienne du groupe ne devrait être assujettie qu'à une revue, à la suite d'une initiative directe prise par l'une des parties. Advenant que cette initiative entraîne une réduction de la propriété canadienne du groupe en deçà de 50 p. 100, la Couronne pourrait alors vouloir conserver le droit d'acquérir les intérêts en question, de la partie affectée, dont la participation a été réduite par le changement de propriété.

Les règlements PEP récents encouragent les détenteurs de droits d'exploration sur les terres du Canada, qui appartiennent en général à des intérêts étrangers, à exiger des sommes déraisonnables des sociétés à TPC élevé qui désirent participer à l'entreprise. Les dépenses d'exploration par la société participante à TPC élevé libèrent les fonds engagés dans l'exploration par l'ancien détenteur des intérêts, et ces fonds peuvent alors être consacrés à des travaux d'exploration dans les régions conventionnelles moins risquées. Comme les premiers détenteurs d'intérêts ou détenteurs originaux des terres du Canada sont pour la plupart de grandes sociétés multinationales étrangères, cet aspect du PEP pourrait avoir tendance à dé-canadianiser les régions pétrolières conventionnelles de notre pays.

La PanCanadian a maintenu et continue de maintenir que le droit de réintéressement de la Couronne de 25 p. 100, sans indemnisation, sauf pour les coûts pré-1981, est injuste et injustifiable, dans la mesure où il s'applique aux portefeuilles fonciers existants, sans tenir compte du statut de propriété canadienne du propriétaire foncier. Ces droits ont un caractère de confiscation et ils sont injustes pour les sociétés qui ont déjà risqué des capitaux importants. Le fait que le public canadien ait fait les frais de ces programmes par l'entremise des encouragements fiscaux, ne constitue pas non plus, à notre avis, un motif valable à cet égard. Ces encouragements ont tout simplement été un moyen de promouvoir les objectifs du gouvernement fédéral et ils ne sont pas très différents en cela de tous les autres encouragements visant à promouvoir l'activité régionale; ces encouragements ont été offerts pour reconnaître le coût et les risques élevés de ces activités sur les terres du Canada et la pertinence de ces activités. Nous croyons que le maintien de cette politique se traduira ultimement par une réduction de l'exploration sur les terres du Canada, ce qui va à l'encontre des objectifs du PÉN. Nous recommandons donc que ce privilège de réintéressement de la Couronne, applicable aux terres du Canada, soit révoqué immédiatement et que cette révocation soit rétroactive.

*World Prices*

Successful oil and gas companies have generally funded exploration through equity financing or cash flow; based on the principle that debt financing is not appropriate for such risk expenditures. We believe in and operate under this fundamental principle. Furthermore, it is self-evident that new reserves will only be discovered if sufficient funds are expended on high-risk exploration activities.

The dilemma then, as we see it, is for the governments to provide sufficient cash flows to encourage such exploration activities yet maintain what they consider to be their fair share of the revenues. This would be accomplished if, in addition to the fiscal changes we have suggested, the government allowed domestic oil and gas prices to rise to the same level as industry receives elsewhere in the world for the same products.

PanCanadian advocates elimination of the blended pricing concept which was adopted as part of the NEP. We understand that despite the lower prices received by producers for some 60% of domestic production which is defined as 'old' oil for pricing purposes; the pump prices for gasoline in many parts of the country already exceed those in the U.S., the difference being caused by various provincial and federal taxes.

Currently, the oil and gas industry receives less than world prices for crude oil which was discovered before 1974. World prices are paid for conventional oil found thereafter. We believe that this concept of multitiered oil pricing does not contribute to the national goal of energy self-sufficiency since oil and gas companies receive less than the product is worth for much of the oil which they produce, while Canadian consumers must pay as much as, or more than their U.S. neighbours to the South for the same products. This vintage pricing of crude oil production should be discontinued, and accordingly we appreciate the advances which have been made in this direction as a result of agreements subsequent to the NEP between the federal and provincial governments. We suggest that all domestic oil be allowed to reach international levels in the near term. This could be accomplished now without causing undue hardship for the consuming public if the front end federal charges are concurrently eliminated.

In principle, natural gas prices should also be deregulated. In practice, however, the burner tip price is a composite of producer, transmission and utility companies costs and profits, and government taxes and royalties. Regulation of public utilities such as gas transmission and distribution companies will always exist so it probably is impossible to completely deregulate natural gas prices.

*Prix mondiaux*

Les sociétés pétrolières et gazières qui réussissent ont en général financé les travaux d'exploration par l'émission d'actions ou à même les fonds autogénérés, en reconnaissant le principe voulant que le financement par emprunt n'est pas approprié pour des dépenses aussi risquées. Nous respectons ce principe fondamental qui régit nos activités. De plus, il est bien manifeste que les nouvelles réserves ne seront découvertes que si des fonds suffisants sont consacrés aux activités d'exploration présentant de grands risques.

Alors, le dilemme, comme nous l'entendons, qui se pose aux gouvernements est d'assurer des fonds autogénérés suffisants pour encourager ces activités d'exploration, tout en percevant ce qu'ils estiment être leur juste part des recettes. Ceci pourrait se faire si, en plus des modifications d'ordre fiscal que nous avons suggérées, le gouvernement laissait les prix canadiens du pétrole et du gaz augmenter au même niveau que les prix touchés par l'industrie ailleurs dans le monde, pour les mêmes produits.

La PanCanadian préconise l'élimination du concept de la détermination du prix intégré, adopté dans le cadre du PÉN. Nous savons qu'en dépit des prix inférieurs touchés par les producteurs pour quelque 60 p. 100 de la production intérieure, qui est définie comme pétrole «ancien» aux fins de la détermination du prix, le prix à la pompe de l'essence, dans plusieurs régions du pays, dépasse déjà les prix demandés aux États-Unis, l'écart s'expliquant par les diverses taxes provinciales et fédérales.

L'industrie du pétrole et du gaz touche actuellement moins que le prix mondial pour le pétrole brut découvert avant 1974. Les prix mondiaux sont payés dans le cas du pétrole conventionnel découvert par la suite. Nous croyons que ce concept de détermination du prix du pétrole à plusieurs niveaux ne contribue pas à la réalisation de l'objectif national de l'autosuffisance énergétique, puisque les sociétés pétrolières et gazières reçoivent moins que la valeur du produit, pour une bonne partie du pétrole qu'elles produisent, alors que les consommateurs canadiens doivent payer autant sinon plus que leurs voisins américains, pour ces mêmes produits. Le prix élevé applicable à la production de pétrole brut devrait être abandonné, et nous apprécions donc les progrès faits en ce sens suite aux accords conclus par les gouvernements fédéral et provinciaux après l'adoption du PÉN. À notre avis, on devrait laisser, dans un avenir rapproché, tout le pétrole canadien atteindre les prix internationaux. Ceci pourrait se faire dès maintenant, sans imposer un fardeau trop lourd au public consommateur, si on supprime en même temps les droits fédéraux imposés au départ.

En principe, les prix du gaz naturel devraient également être déréglementés. Dans la pratique, toutefois, le prix à la pointe du brûleur est un prix mixte comprenant les coûts et les bénéfices des entreprises de production, de transport et de distribution ainsi que les taxes et redevances gouvernementales. La réglementation des services publics, comme les sociétés de transport et de distribution de gaz, existera toujours et il est probablement impossible de déréglementer complètement le prix du gaz naturel.



In the U.S., our natural gas must compete with domestic U.S. natural gas which is generally regulated. In addition, in Canadian domestic markets natural gas must compete with electricity from regulated provincially-owned electrical utilities. These provincial corporations are subsidized since they pay no federal income taxes. We believe that it would be unfair to force natural gas to compete in these provincial markets without providing a comparable subsidy. Finally, to cause a situation where natural gas producers would receive less than fair value for their product would result in less exploration for oil and gas and thereby contribute to the defeat of the NEP goal of self-sufficiency. For all of these reasons we reluctantly conclude that it will be necessary to continue with some form of administration of natural gas prices.

### *Conclusions*

PanCanadian submits that there should be a simplification of the definition of Canadian ownership and control which would be broadly and fairly applied throughout the various government agencies and departments. Such a modification would help achieve the worthwhile objectives of the NEP if other appropriate changes are introduced in a timely fashion to the Petroleum Incentives Program and the Canada Lands legislation. Finally, we think it is time to introduce as much as possible internationally competitive pricing for Canadian produced oil and gas. Vintage pricing for crude oil should be eliminated, but it will be necessary to continue some measure of price administration for natural gas.

Aux États-Unis, notre gaz naturel doit concurrencer le gaz naturel américain, qui est en général réglementé. En outre, sur les marchés intérieurs canadiens, le gaz naturel doit concurrencer l'électricité fournie par des services publics d'électricité réglementés et appartenant aux gouvernements provinciaux. Ces sociétés provinciales sont subventionnées puisqu'elles ne payent pas d'impôt fédéral sur le revenu. Nous croyons qu'il serait injuste de forcer le gaz naturel à concurrencer sur ces marchés provinciaux sans lui fournir une aide comparable. Enfin, en créant une situation où les producteurs de gaz naturel toucheraient moins que la valeur raisonnable de leur produit, on provoquerait une réduction de la prospection du pétrole et du gaz, contribuant à contrecarrer l'objectif d'auto-suffisance du PÉN. Pour tous ces motifs, nous en venons avec regret à la conclusion qu'il sera nécessaire de maintenir une certaine forme d'administration des prix du gaz naturel.

### *Conclusions*

La PanCanadian estime qu'on devrait simplifier la définition de la propriété et du contrôle canadiens et que celle-ci devrait être appliquée de façon générale et équitable par des divers organismes et ministères gouvernementaux. Une modification de ce genre contribuerait à réaliser les objectifs valables du PÉN, à condition d'adopter, avec pertinence, d'autres changements appropriés au Programme d'encouragements pétroliers et à la législation relative aux terres du Canada. Enfin, nous croyons que le moment est venu d'adopter les prix les plus concurrentiels possible sur le marché international, pour le pétrole et le gaz produits au Canada. On devrait cesser d'exiger le prix fort pour le pétrole brut; il faudra toutefois maintenir une certaine forme d'administration des prix, dans le cas du gaz naturel.



APPENDIX ONE  
 PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED  
 PIP<sup>(1)</sup> RECEIPTS AND PGRT<sup>(2)</sup> PAYMENTS ON A CASH BASIS  
 1981 TO 1984  
 (\$000's)

|                    |                        | PIP'S RECEIVED      |                     |               |              |                 |
|--------------------|------------------------|---------------------|---------------------|---------------|--------------|-----------------|
|                    |                        | APIP <sup>(3)</sup> | FPIP <sup>(4)</sup> | TOTAL<br>PIPS | PGRT<br>PAID | NET<br>RECEIPTS |
| 1981               | WAIVERS <sup>(5)</sup> | 0                   | 0                   | 0             | 0            | 0               |
|                    | CASH                   | 0                   | 0                   | 0             | 14,958       | -14,958         |
|                    | TOTAL                  | 0                   | 0                   | 0             | 14,958       | -14,958         |
| 1982               | WAIVERS                | 12,053              | 12,942              | 24,995        | 24,995       | 0               |
|                    | CASH                   | 2,124               | 1,377               | 3,501         | 37,245       | -33,744         |
|                    | TOTAL                  | 14,177              | 14,319              | 28,496        | 62,240       | -33,744         |
| 1983               | WAIVERS                | 10,823              | 8,883               | 19,706        | 19,706       | 0               |
|                    | CASH                   | 28,715              | 11,209              | 39,924        | 72,042       | -32,118         |
|                    | TOTAL                  | 39,538              | 20,092              | 59,630        | 91,748       | -32,118         |
| 1984<br>(estimate) | WAIVERS                | 0                   | 2,097               | 2,097         | 2,097        | 0               |
|                    | CASH                   | 57,100              | 16,203              | 73,303        | 90,913       | -17,610         |
|                    | TOTAL                  | 57,100              | 18,300              | 75,400        | 93,010       | -17,610         |
|                    | TOTAL WAIVERS          | 22,876              | 23,922              | 46,798        | 46,798       | 0               |
|                    | TOTAL CASH             | 87,939              | 28,789              | 116,728       | 215,158      | -98,430         |
|                    | GRAND TOTAL            | 110,815             | 52,711              | 163,526       | 261,956      | -98,430         |

## Footnotes:

- (1) PIP - Petroleum Incentive Program grant
- (2) PGRT - Petroleum and Gas Revenue Tax
- (3) APIP - Alberta Petroleum Incentive Program grant
- (4) FPIP - Federal Petroleum Incentive Program grant
- (5) WAIVERS - A PIP waiver is used by a company to offset PIP's against PGRT rather than paying PGRT and receiving PIP's at a later date. The Alberta government discontinued the waiver option June 30, 1982.

ANNEXE 1  
LA SOCIÉTÉ PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED  
RECETTES PEP<sup>(1)</sup> ET TRPG<sup>(2)</sup> PAYÉES, SUR UNE BASE D'ENCAISSE  
1981 À 1984  
(EN MILLIERS DE DOLLARS)

|                      |                              | SUBVENTIONS PEP     |                     |                  |                |                    |
|----------------------|------------------------------|---------------------|---------------------|------------------|----------------|--------------------|
|                      |                              | PEPA <sup>(3)</sup> | PEPC <sup>(4)</sup> | TOTAL<br>DES PEP | TRPG<br>PAYÉES | RECETTES<br>NETTES |
| 1981                 | RENONCIATIONS <sup>(5)</sup> | 0                   | 0                   | 0                | 0              | 0                  |
|                      | ENCAISSE                     | 0                   | 0                   | 0                | 14 958         | -14 958            |
|                      | TOTAL                        | 0                   | 0                   | 0                | 14 958         | -14 958            |
| 1982                 | RENONCIATIONS                | 12 053              | 12 942              | 24 995           | 24 995         | 0                  |
|                      | ENCAISSE                     | 2 124               | 1 377               | 3 501            | 37 245         | -33 744            |
|                      | TOTAL                        | 14 177              | 14 319              | 28 496           | 62 240         | -33 744            |
| 1983                 | RENONCIATIONS                | 10 823              | 8 883               | 19 706           | 19 706         | 0                  |
|                      | ENCAISSE                     | 28 715              | 11 209              | 39 924           | 72 042         | -32 118            |
|                      | TOTAL                        | 39 538              | 20 092              | 59 630           | 91 748         | -32 118            |
| 1984<br>(estimation) | RENONCIATIONS                | 0                   | 2 097               | 2 097            | 2 097          | 0                  |
|                      | ENCAISSE                     | 57 100              | 16 203              | 73 303           | 90 913         | -17 610            |
|                      | TOTAL                        | 57 100              | 18 300              | 75 400           | 93 010         | -17 610            |
|                      | TOTAL DES RENONCIATIONS      | 22 876              | 23 922              | 46 798           | 46 798         | 0                  |
|                      | TOTAL DE L'ENCAISSE          | 87 939              | 28 789              | 116 728          | 215 158        | -98 430            |
|                      | GRAND TOTAL                  | 110 815             | 52 711              | 163 526          | 261 956        | -98 430            |

## Remarques:

- 1) PEP – Subventions du Programme d'encouragements pétroliers
- 2) TRPG – Taxe sur les recettes pétrolières et gazières
- 3) PEPA – Subventions versées dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers de l'Alberta
- 4) PEPC – Subventions versées dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers du Canada
- 5) RENONCIATIONS – Une société utilise une renonciation PEP comme moyen pour déduire les subventions PEP et TRPG, ce qui lui évite d'avoir à payer les TRPG et d'attendre les paiements PEP. Le Gouvernement de l'Alberta a abandonné l'option renonciation, le 30 juin 1982.

## APPENDIX TWO PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED CANADA LANDS ACTIVITY

PanCanadian Petroleum Limited and its predecessor companies, Canadian Pacific Oil and Gas Limited and Central-Del Rio Oils Limited, have participated in exploration programs in Canadian frontier areas since 1963. This activity, excluding involvement in Panarctic Oils Ltd., has involved innovative techniques, as well as land acquisitions, seismic activities and participation in the drilling of 40 gross wells as follows:

|              | Arctic<br>Islands | Northwest<br>Territories | East<br>Coast | Total |
|--------------|-------------------|--------------------------|---------------|-------|
| 1963         | 1                 | —                        | —             | 1     |
| 1967         | —                 | 4                        | —             | 4     |
| 1969         | —                 | 2                        | —             | 2     |
| 1970         | 1                 | 7                        | —             | 8     |
| 1971         | 1                 | 2                        | —             | 3     |
| 1972         | —                 | 2                        | —             | 2     |
| 1973         | 2                 | 1                        | —             | 3     |
| 1974         | —                 | —                        | 6             | 6     |
| 1976         | —                 | 3                        | —             | 3     |
| 1977         | —                 | 1                        | —             | 1     |
| 1978         | 1                 | —                        | —             | 1     |
| 1979/80      | —                 | —                        | 1             | 1     |
| 1982         | —                 | —                        | 2             | 2     |
| 1983         | —                 | —                        | 1             | 1     |
| To June 1984 | —                 | 1                        | 1             | 2     |
|              | 6                 | 23                       | 11            | 40    |
|              | =                 | =                        | =             | =     |

### *Panarctic Oils Ltd.*

PanCanadian was one of the founding shareholders of Panarctic and played an important role in encouraging other private sector companies to join in the formation of Panarctic in 1966. This effort was made at a time when the whole project was about to collapse because of the lack of involvement by significant Canadian companies. As indicated in the footnote to the foregoing table, Panarctic has drilled 141 wells (out of a total of 166 in the Arctic Islands) to the end of 1983.

PanCanadian has participated in all 12 financings made by this consortium. To December 31, 1983, PanCanadian had directly invested \$22,684,000 in Panarctic and now holds an 8.17 per cent interest. The Company has taken an active interest in the operations of Panarctic over the years through representation on its Board of Directors. PanCanadian's interest is the largest private sector holding in Panarctic.

In its 1983 annual report, Panarctic reported for the first time recoverable oil reserves of 492 million stock tank barrels. Proved and probable natural gas reserves now total some 16.5 trillion cubic feet with recoverable natural gas liquids estimated at some 60 million barrels. Commercial production

## ANNEXE 2 LA SOCIÉTÉ PANCANADIAN PETROLEUM LIMITED ACTIVITÉ SUR LES TERRES DU CANADA

La société PanCanadian Petroleum Limited et les sociétés qui l'ont précédé, la Canadian Pacific Oil and Gas Limited et la Central-Del Rio Oils Limited, participent depuis 1963 à des programmes d'exploration dans les régions pionnières du Canada. Cette activité, qui ne comprend pas la participation à la société Panarctic Oils Ltd., a nécessité l'utilisation de techniques novatrices, l'acquisition de territoire, la réalisation de levés sismiques et la participation au forage d'une quarantaine de puits bruts, répartis comme suit:

|                         | Îles de<br>l'Arctique | Territoires du<br>Nord-Ouest | Côte<br>Est | Total |
|-------------------------|-----------------------|------------------------------|-------------|-------|
| 1963                    | 1                     | —                            | —           | 1     |
| 1967                    | —                     | 4                            | —           | 4     |
| 1969                    | —                     | 2                            | —           | 2     |
| 1970                    | 1                     | 7                            | —           | 8     |
| 1971                    | 1                     | 2                            | —           | 3     |
| 1972                    | —                     | 2                            | —           | 2     |
| 1973                    | 2                     | 1                            | —           | 3     |
| 1974                    | —                     | —                            | 6           | 6     |
| 1976                    | —                     | 3                            | —           | 3     |
| 1977                    | —                     | 1                            | —           | 1     |
| 1978                    | 1                     | —                            | —           | 1     |
| 1979/80                 | —                     | —                            | 1           | 1     |
| 1982                    | —                     | —                            | 2           | 2     |
| 1983                    | —                     | —                            | 1           | 1     |
| au mois de<br>juin 1984 | —                     | 1                            | 1           | 2     |
|                         | 6                     | 23                           | 11          | 40    |
|                         | =                     | =                            | =           | =     |

### *La société Panarctic Oils Ltd.*

La PanCanadian a été l'un des actionnaires fondateurs de la Panarctic et a joué un rôle important pour encourager d'autres sociétés du secteur privé à s'unir pour former la Panarctic, en 1966. Cet effort s'est fait à un moment où tout le projet allait s'effondrer en raison du manque d'intérêt de grandes sociétés canadiennes. Comme l'indique la remarque sous le tableau ci-avant, la Panarctic avait foré 141 puits (sur un total de 166, dans les îles de l'Arctique) à la fin de 1983.

La société PanCanadian a participé aux douze financements faits par ce consortium. Au 31 décembre 1983, la PanCanadian avait investi directement 22 684 000 \$ dans la société Panarctic et elle y a actuellement un intérêt de 8,17 p. 100. La société s'est vivement intéressée aux activités de la Panarctic, au cours des années, en participant aux travaux du Conseil d'administration. L'intérêt de la PanCanadian dans la société Panarctic est le plus important de tout le secteur privé.

Dans son rapport annuel de 1983, la Panarctic a fait état pour la première fois de réserves de pétrole récupérable de 492 millions de barils en citerne. Les réserves de gaz naturel prouvées et probables totalisent maintenant quelque 16,5 trillions de pieds cubes, et on estime à quelque 60 millions de barils, les liquides de gaz naturel récupérables. L'exploitation commer-



of these reserves will depend upon the availability of commercially viable transportation facilities.

#### *Arctic Islands*

In 1963, Central-Del Rio Oils Limited participated in the second well ever drilled in the Canadian Arctic, having a 12 1/2 per cent working interest in the Lobitos et al Cornwallis Resolute B L-41 drilled by Lobitos Oilfields Canada Ltd., now Norcen Energy Resources Limited. The Company also had an interest in 149,600 acres, which were subsequently farmed out to Panarctic. PanCanadian participated directly in 5 wells drilled by Panarctic, in addition to its indirect participation. The implementation of the National Energy Program in October of 1980 ultimately resulted in the Company's decision to surrender all of its varied working interests in approximately 576,000 gross acres. As of May 1982 PanCanadian's interest in the Arctic Islands is maintained only as a shareholder in Panarctic Oils Ltd.

#### *Northwest Territories*

PanCanadian has had interests, at various times since 1966, in lands in the Northwest Territories aggregating approximately 3.4 million net acres. Most of this acreage has been converted to lease and at December 31, 1983 the Company had an interest in approximately 301,655 gross (65,439 net) acres. Exploration has been conducted on these lands since 1967, including geological field parties, seismic surveys and participation in the drilling of 23 wells, of which the Company was operator for 11 wells. In addition, PanCanadian contributed towards the cost of drilling of a further 19 wells in the Horn River Project, in exchange for the well information.

On acreage held on Tent Island, the Company pioneered the use of hovercraft to obtain geophysical data. Further exploratory work was not carried out because of environmental concerns.

On permits held on the Anderson Plains, a modified mining-type core drill continually cored a total of over 20,000 feet of sediments in three wells, drilled between 1968 and 1971. This exploratory venture pioneered the use of continuous small diameter coring to obtain stratigraphic data. The cores from the three wells were slabbled and given to the Geological Survey of Canada and the University of Calgary. These wells are the deepest small diameter core holes ever drilled in Canada.

#### *East Coast*

The Company has had interests in over 800,000 net acres, acquired between 1967 and 1974, in the Sable Island South, Banc a Verte and Anticosti areas. On these lands the Company had an interest in 5 wells drilled by Union and one well drilled by Elf in 1974. Because of the unsuccessful drilling results, this acreage was surrendered.

cialle de ces réserves dépendra de la disponibilité de moyens de transport commercialement viables.

#### *Îles de l'Arctique*

En 1963, la Central-Del Rio Oils Limited a participé au forage du deuxième puits dans l'Arctique canadien, en prenant un intérêt d'exploitation de 12 1/2 p. 100 dans le puits Lobitos et al Cornwallis Resolute B L-41, foré par la Lobitos Oilfields Canada Ltd., devenue depuis la Norcen Energy Resources Limited. La société avait également des intérêts dans 149 600 acres, qui ont par la suite été affermés à la Panarctic. La PanCanadian a participé directement au forage de cinq puits, par la Panarctic, en plus de sa participation indirecte. La mise en œuvre du Programme énergétique national, en octobre 1980, a éventuellement incité la société à rendre tous ses divers intérêts d'exploitation dans environ 576 000 acres brutes. En mai 1982, l'intérêt de la PanCanadian dans les îles de l'Arctique est maintenu uniquement par sa participation, à titre d'actionnaire, dans la société Panarctic Oils Ltd.

#### *Territoires du Nord-Ouest*

La PanCanadian a détenu des intérêts, à divers moments depuis 1966, dans les Territoires du Nord-Ouest, sur des territoires atteignant en tout quelque 3,4 millions d'acres nettes. La plus grande partie de ce territoire a été convertie à la formule de location à bail et, au 31 décembre 1983, la société possédait des intérêts dans environ 301 655 acres brutes (65 439 acres nettes). L'exploration se poursuit sur ces territoires depuis 1967 et ces travaux ont notamment compris des visites sur le terrain par des équipes géologiques, des levés sismiques et une participation au forage de vingt-trois puits, dont onze ont été faits par la société, comme exploitant. La PanCanadian a également participé au coût du forage de dix-neuf autres puits, dans le cadre du projet de la rivière Horn, en échange des renseignements fournis par le sondage.

Dans le cas du territoire détenu sur l'île Tent, la société a joué un rôle de pionnier en utilisant pour la première fois un aéronef pour recueillir des données géophysiques. On n'a pas poursuivi les travaux d'exploration, en raison de préoccupations environnementales.

Dans le cas des permis détenus sur les plaines Anderson, on a utilisé une foreuse de carottage modifiée, du type utilisé pour l'exploitation minière, pour forer, en continu, un total de plus de 20 000 pieds de sédiments, répartis entre trois puits, entre 1968 et 1971. Cette entreprise d'exploration constituait une première au niveau de l'utilisation d'une foreuse de carottage de faible diamètre, en continu, pour recueillir des données stratigraphiques. Les carottes des trois puits ont été préparées et remises à la Commission géologique du Canada et à l'Université de Calgary. Ces puits sont les trous de carottage à faible diamètre les plus profonds forés jusqu'ici au Canada.

#### *Côte est*

La société a détenu des intérêts dans plus de 800,000 acres nettes, acquises entre 1967 et 1974, dans les régions du sud de l'île de Sable, de Banc à Verte et Anticosti. Dans ces territoires, la société détient des intérêts dans cinq puits forés par la société Union et dans un puits foré par la société Elf en 1974.

In the mid-70's, the Company attempted to form a Panarctic-type consortium to conduct exploration off the East Coast. However, efforts to bring other companies and the Federal Government into this consortium proved unsuccessful so these efforts were dropped.

In addition, the Company had a 12.5 per cent interest in the Hekja well (the total cost of which was \$52,000,000), drilled by Aquitaine during the 1979 and 1980 drilling seasons, to earn a 7.5 per cent interest in over 2,000,000 acres in Baffin Bay offshore Labrador. The well was eventually rig released as a suspended gas well. In 1982 PanCanadian participated as to its 7.5 per cent interest in the Raleigh N-18 well which was the validating well on Exploration Agreement Number 113. The well was rig released as dry and abandoned and in April 1984 the Baffin Labrador Group elected to surrender approximately 623,000 gross acres back to the Crown. As a result PanCanadian presently holds a 7.5 per cent working interest in 109,000 gross acres which includes the lands designated as a "Significant Discovery Area" by the drilling of the Hekja well.

In 1981 PanCanadian, together with Norcen Energy Resources Limited and Roxy Petroleum Ltd., formed the EC III Group for the purpose of acquiring and evaluating seismic data in the East Coast Offshore Area. To date the group has acquired approximately 45,000 miles of seismic data and evaluation is ongoing. In May 1982 the EC III Group took an additional partner, Canterra Energy Ltd. and successfully negotiated a farmin agreement with Mobil Oil Canada Ltd. and Gulf Canada Resources Inc. on their acreage in the Grand Banks Area, offshore Newfoundland. As a result of drilling three wells PanCanadian now holds a 10 per cent working interest in approximately 193,000 gross acres. The first well, Mobil et al Bonanza M-71, was rig released as dry and abandoned in January 1983. The second well, Mobil et al Linnet E-63, was also rig released as dry and abandoned, in November 1982. The third well, Mobil et al North Dana I-43, was plugged and abandoned in January 1984. The only interval tested, flowed at a daily rate of 12.5 million cubic feet of natural gas and 285 barrels of condensate. An additional test was planned, however, due to mechanical problems the well had to be abandoned before the zone could be tested. Under the terms of the farmin agreement PanCanadian and partners have the option to drill up to three more wells to earn similar interests in additional acreage. In this regard an extensive geological and geophysical evaluation is presently being conducted.

PanCanadian's share of expenditures in these East Coast exploration ventures between 1973 and the end of 1983 totalled \$63 million.

Comme les résultats des forages ont été décevants, ce territoire a été rétrocedé.

Vers le milieu des années 1970, la société a tenté de former un consortium du genre de la Panarctic pour entreprendre des travaux d'exploration au large de la côte est. Toutefois, les efforts faits pour intéresser d'autres sociétés et le gouvernement fédéral à ce consortium se sont avérés stériles, et ont donc été interrompus.

De plus, la société détenait un intérêt de 12,5 p. 100 dans le puits Hekja (dont le coût total s'est chiffré à 52,000,000 \$), foré par la société Aquitaine durant les campagnes de forage de 1979 et 1980, pour gagner un intérêt de 7,5 p. 100 dans plus de 2,000,000 d'acres, dans la Baie Baffin, au large du Labrador. Ce puits a éventuellement été fermé avec le statut de puits de gaz suspendu. En 1982, la PanCanadian a participé, en raison de son intérêt de 7,5 p. 100, au puits Raleigh N-18, qui était le puits de validation de l'Accord d'exploration n° 113. Le puits a été fermé avec le statut de puits stérile et, en avril 1984, le groupe Baffin Labrador a décidé de rendre à la Couronne environ 623,000 acres brutes. La PanCanadian détient donc actuellement un intérêt d'exploitation de 7,5 p. 100 dans 109,000 acres brutes comprenant les territoires désignés comme «région de découverte significative» par le forage du puits Hekja.

En 1981, la PanCanadian, avec les sociétés Norcen Energy Resources Limited et Roxy Petroleum Ltd., ont formé le groupe EC III dans le but d'acquérir et d'évaluer des données sismiques dans la région située au large de la côte est. A ce jour, le groupe a établi environ 45,000 milles de lignes sismiques, et l'évaluation se poursuit. En mai 1982, le groupe EC III a accepté un autre partenaire, la Canterra Energy Ltd., et a réussi à négocier un accord d'affermage avec les sociétés Mobil Oil Canada Ltd. et Gulf Canada Resources Inc. en rapport avec leurs territoires situés dans la région des Grands Bancs, au large de Terre-Neuve. Par suite du forage de trois puits, la PanCanadian détient maintenant un intérêt d'exploitation de 10 p. 100 dans environ 193,000 acres brutes. Le premier puits, Mobil et al Bonanza M-71, a été fermé avec le statut de puits stérile et il a été abandonné en janvier 1983. Le deuxième puits, Mobil et al Linnet E-63, a également été fermé avec le statut de puits stérile et il a été abandonné en novembre 1982. Le troisième puits, Mobil et al North Dana I-43, a été fermé et abandonné en janvier 1984. Le seul intervalle soumis à des essais a enregistré une venue d'un débit quotidien de 12,5 millions de pieds cubes de gaz naturel et de 285 barils de condensat. Un essai additionnel était prévu, mais, en raison de problèmes mécaniques, le puits a dû être abandonné avant que la zone ait pu être soumise à des essais. Aux termes de l'entente d'affermage, la PanCanadian et ses partenaires ont l'option de forer jusqu'à trois autres puits, pour acquérir des intérêts semblables dans des territoires additionnels. A cet égard, une évaluation géologique et géophysique extensive est actuellement en cours.

La part de dépenses de la PanCanadian, dans ces initiatives d'exploration sur la côte est, entre 1973 et la fin de 1983, s'est chiffrée au total à 63 millions de dollars.

*West Coast*

In the Georgia Strait, PanCanadian conducted a geophysical sparker survey over a 1,000,000 acre block under a farmin agreement in 1968. Drilling plans were never formulated because it became apparent that the Federal Department of Fisheries would not approve the issuance of a drilling licence.

*Beaufort Sea*

In the 1970's, the Company had an opportunity to assess certain acreages in the Beaufort Sea, but the Company's technical assessment indicated that the prospects appeared to be less attractive than others in the Arctic Islands and on the East Coast.

*Côte ouest*

Dans le détroit de Georgie, la PanCanadian a réalisé un levé géophysique à éclat, sur un bloc d'un million d'acres, dans le cadre d'un accord d'affermage conclu en 1968. Les projets de forage n'ont jamais été formulés parce qu'il est devenu manifeste que le ministère fédéral des Pêches n'autoriserait pas la délivrance d'une licence de forage.

*Mer de Beaufort*

Dans les années 1970, la société a eu l'occasion d'évaluer certains territoires détenus en mer de Beaufort, mais l'évaluation technique faite par la société a indiqué que les perspectives semblaient moins attrayantes que d'autres offertes dans les îles arctiques et sur la côte est.



## APPENDIX "ENR-16B"

Presentation by the  
PETROLEUM MONITORING AGENCY (PMA)  
to the  
STANDING SENATE COMMITTEE  
on  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES  
May 29, 1984

Ralph L. Gillen  
Chairman  
Petroleum Monitoring Agency  
Ottawa

## THE PETROLEUM MONITORING AGENCY

Honourable Senators, the Petroleum Monitoring Agency (PMA) welcomes the opportunity to appear before the Committee to describe the goal, structure, and operations of the Agency.

## GOAL

The Petroleum Monitoring Agency was established to provide public and private users:

- federal and provincial governments
- oil and gas companies
- financial institutions
- other business enterprises

with comprehensive, objective, and factual information, on a timely basis, about the status and performance of the petroleum industry in Canada. It was intended to ensure that the soundest possible foundation would be provided for public and private decision-making and the comparison of performance with planned objectives.

The Agency's goal is accomplished by publishing semi-annual surveys based on information received directly from more than 100 petroleum companies, accounting for some 95% of the industry's total revenues. Approximately 10,000 copies of each PMA report are distributed across Canada.

## LEGISLATIVE MANDATE

The Petroleum Monitoring Agency was first established by Order-in-Council under Part I of the Inquiries Act on August 1, 1980. This authority was continued by the Energy Monitoring Act, Chapter 112 of the Statutes of Canada 1980-81-82-83. The Act received Royal Assent on July 7, 1982, and was proclaimed in force on February 18, 1983, simultaneously with the registration of regulations. On March 3, 1983 the Governor in Council appointed the present Chairman pursuant to Section 17 of the Act.

The Agency also absorbed the responsibility for monitoring functions authorized by the Petroleum Corporations Monitor-

## ANNEXE «ERN-16B»

Présentation de  
L'AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR  
PÉTROLIER (ASSP)  
devant le  
COMITÉ PERMANENT DU SÉNAT  
de  
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES  
le 29 mai 1984

Ralph L. Gillen  
Président  
Agence de surveillance du secteur pétrolier  
Ottawa

## AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER

Honorables Sénateurs, nous sommes heureux d'avoir l'occasion de présenter et d'expliquer devant le comité le but, la structure et les activités de l'Agence.

## BUT

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier a été créée dans le but de fournir régulièrement aux utilisateurs des secteurs public et privé, soit:

- aux gouvernements fédéral et provinciaux
- aux sociétés pétrolières et gazières
- aux institutions financières et
- aux autres entreprises commerciales,

des renseignements complets, objectifs et concrets sur la situation et le rendement de l'industrie pétrolière au Canada, sur lesquels peuvent se fonder les organismes privés et publics pour prendre des décisions et évaluer le rendement par rapport aux objectifs.

L'Agence atteint son but en publiant des examens semi-annuels qui sont fondés sur les renseignements fournis directement par de plus d'une centaine de sociétés pétrolières qui comptent pour 95 p. 100 des recettes totales de l'industrie. Environ 10 000 exemplaires de chaque rapport de l'ASSP sont distribués dans tout le Canada.

## CADRE LÉGISLATIF

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a tout d'abord été constituée par décret du Gouverneur en conseil en vertu de la partie I de la Loi sur les enquêtes, le 1<sup>er</sup> août 1980, et, ultérieurement par la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, chapitre 112 des Statuts du Canada 1980-1981-1982-1983. Cette Loi a reçu la sanction royale le 7 juillet 1982 et a été promulguée le 18 février 1983, en même temps que l'enregistrement du règlement d'application. Le 3 mars, 1983 le Gouverneur en conseil a nommé le président actuel conformément à l'article 17 de la Loi.

L'Agence assure la surveillance prévue par la Loi sur le contrôle des sociétés pétrolières adoptée en juin 1978, dont se

ing Act of June 1978 which, prior to August 1980, were fulfilled by the Department of Energy, Mines and Resources (EMR). The Energy Monitoring Act specifies the Petroleum Monitoring Agency as the government body responsible for administering the provisions of that Act. Its monitoring provisions apply to oil and gas and their products by processing and refining, although they may be extended through Order-in-Council to the energy commodities coal, uranium and thorium.

The PMA is required by Section 27 of the Energy Monitoring Act to make periodic reports to the Minister of Energy, Mines and Resources and to provide advice to the Minister. The reporting duty is discharged through the issuing of annual and first half of the year Monitoring Surveys, which include data on petroleum industry:

- production
- profits
- flows of funds
- capital expenditures
- dividend payments
- ownership and control,

and other results and measures of industry performance.

The PMA may also publish on its own authority, results of special studies on important matters affecting the petroleum industry. One such study, concerned with industry operating costs, is being conducted at the suggestion and with the cooperation of the reporting corporations and the industry's major associations, the Canadian Petroleum Association and the Independent Petroleum Association of Canada.

The PMA, in addition to its other duties, may be called on by the Minister to provide, on a day-to-day basis, briefing material, analyses and advice on subjects within the area of its special knowledge.

#### PMA ORGANIZATION AND FUNDING

To provide impartiality of reporting and maintain credibility among non-Departmental users of its surveys, the PMA was created as a separate and independent Agency. The PMA Chairman is appointed by the Governor in Council and is not an employee of the Department of Energy, Mines and Resources. He is responsible for the overall operations of the Agency. Other Agency staff are drawn from the Energy Department, but all are subject to management direction and supervision by the Agency's chairman.

the Petroleum Monitoring Agency, which is funded from the energy program, has a budget of \$1.7 million and this year will perform its duties well within planned levels, utilizing a staff of 16. No significant capital assets are required. No increase in the Agency's budget or authorized staffing is contemplated.

chargeait le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) avant août 1980. La Loi sur la surveillance du secteur énergétique précise que l'Agence de surveillance du secteur pétrolier est l'organisme gouvernemental chargé de l'administration de cette loi et, par conséquent, de la surveillance dans le domaine du pétrole, du gaz et des produits provenant de leur traitement ou de leur raffinage. Le Gouverneur en conseil peut toutefois, par décret, étendre l'application de la Loi au charbon, à l'uranium et au thorium.

En vertu de l'article 27 de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, l'ASSP doit donner des conseils au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et établir régulièrement des rapports à son intention. Elle assume cette dernière fonction en publiant l'examen annuel de l'activité et l'examen du premier semestre, qui fournissent des données sur les aspects suivants de l'industrie pétrolière:

- la production
- les profits
- le flux des capitaux
- les dépenses d'immobilisation
- les paiements de dividendes
- la propriété et le contrôle.

ainsi que d'autres résultats et mesures sur le rendement de l'industrie.

L'ASSP peut aussi publier, de sa propre initiative, les résultats d'études spéciales sur des questions importantes qui touchent à l'industrie pétrolière. L'Agence a entrepris une étude de ce genre sur les coûts de fonctionnement de l'industrie à la suggestion et avec le concours des sociétés déclarantes et des deux principales associations de l'industrie, l'Association pétrolière du Canada et l'*Independent Petroleum Association of Canada*.

En plus de ses autres tâches, l'ASSP peut être appelée à fournir quotidiennement au Ministre des documents d'information, des analyses et des conseils sur diverses questions relevant de son domaine de compétence.

#### ORGANISATION ET FINANCEMENT DE L'ASSP

L'ASSP est un organisme distinct et indépendant, ce qui lui confère l'impartialité et une bonne crédibilité auprès des utilisateurs de l'extérieur du Ministère. Le président de l'ASSP est nommé par le Gouverneur en conseil, mais n'est pas un fonctionnaire du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Il est responsable de l'ensemble des activités de l'Agence. Le reste du personnel vient du ministère de l'Énergie, mais ces employés sont tous dirigés et supervisés par le président de l'Agence.

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier, qui est financé à même le programme de l'énergie, est dotée d'un budget de 1,7 million de dollars et d'un personnel de 16 employés et, cette année, ses dépenses se maintiendront bien en deçà des niveaux prévus. Aucune immobilisation importante n'est requise, et aucune augmentation du budget ou des effectifs de l'Agence n'est prévue.



## PMA OPERATING PATTERN

### *Industry Respondents*

Only corporations (or groups of corporations under common control) having gross annual revenues or assets in excess of \$10 million, are required to provide information to the PMA. In comparison with the reporting threshold established by the Petroleum Corporations Monitoring Act, the minimum asset size of energy enterprises required to submit returns under the Energy Monitoring Act is twice as large. This reflects the desire to spare small energy enterprises the 'paperwork' burden associated with reporting. At his discretion the Governor may specify higher threshold levels for gross revenues or assets.

### *Survey Questionnaire*

The Energy Monitoring Regulations (SOR/83-172) prescribe the manner and form in which energy enterprises have to submit the information referred to in Sections 5 and 6 of the Act. Such information is collected via questionnaires for each prescribed reporting period, based on the respondents' fiscal year for annual and semi-annual results. The annual information covering the company statistics is required by March 31, while the first six months results are requested by September 30. Regulations are updated with each survey.

The current questionnaire is prescribed in Regulation SOR/84-234. It is composed of eleven schedules, all of which, with the exception of Schedules X and XI, land holdings and tax related information respectively, are required annually and for the first half. The survey schedules are listed in Appendix 1.

### *Agency Authority*

The Act prescribes penalties for failure to respond to requests for information consistent with those found throughout the Energy Security Act (the omnibus energy legislation containing the proposed Energy Monitoring Act prior to enactment). Failure to file a return, to keep appropriate records or to co-operate during audits, exposes the responsible person to a fine of up to \$25,000, imprisonment for up to one year, or both. Anyone who provides false or misleading information is liable to a fine of up to \$50,000, imprisonment for up to six months, or both upon summary conviction. Conviction by indictment could result in a fine of up to \$200,000, imprisonment for a term of up to five years, or both.

Responses to date have not required any use of these powers, although several problems of late submissions may call for some action in the future. The quality of the information supplied by the reporting corporations is high and it has not yet been necessary to exercise the audit powers conferred by Section 32 of the Act.

## FONCTIONNEMENT DE L'ASSP

### *Répondants de l'industrie*

Seules les sociétés (ou groupes de société sous contrôle commun) dont les revenus annuels bruts ou la valeur des éléments d'actif dépassent 10 millions de dollars sont tenues de fournir des renseignements à l'ASSP. Par rapport aux exigences de la Loi sur le contrôle des sociétés pétrolières, la valeur minimale des éléments d'actif des entreprises énergétiques tenues de produire des déclarations en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique est deux fois plus élevée. Cette modification vise à épargner aux petites entreprises énergétiques le fardeau administratif associé à la production des déclarations. Le Gouverneur en conseil peut, à sa discrétion, augmenter le seuil des revenus bruts ou de la valeur des éléments d'actif.

### *Questionnaire d'examen*

Le Règlement sur la surveillance du secteur énergétique (DORS/83-172) définit la forme et les modalités prescrites pour la présentation des renseignements auxquels font référence les articles 5 et 6 de la Loi. Les sociétés fournissent ces renseignements en répondant à un questionnaire visant chaque période réglementaire, en fonction de leur année financière, ce qui permet d'obtenir des résultats annuels et semi-annuels. Les sociétés doivent présenter les renseignements pour l'année entière le 31 mars, et fournir les résultats du premier semestre le 30 septembre. Le Règlement est habituellement mis à jour lors de chaque examen.

Le questionnaire actuel est prévu par le règlement DORS/84-234. Il est composé de onze annexes qui doivent être remplies à chaque semestre, à l'exception des annexes X et XI, intitulées respectivement «avoir totaux en terres par région» et «postes associés aux impôts», respectivement. L'annexe 1 des présentes donne la liste des annexes.

### *Pouvoir de l'Agence*

En cas d'infraction, La Loi prévoit des sanctions conformes à celles qu'on retrouve dans la Loi sur la sécurité énergétique (le projet de loi omnibus qui englobait la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, avant son adoption). Toute personne qui omet de produire un état, de tenir les dossiers pertinents ou de collaborer aux vérifications peut être passible d'une amende d'au plus 25 000 dollars et d'un emprisonnement d'au plus un an, ou l'une de ces peines. Toute personne qui fournit des renseignements faux ou trompeurs peut être passible d'une amende d'au plus 50 000 dollars et d'une peine d'emprisonnement d'au plus six mois, ou l'une de ces peines. Les personnes déclarées coupables par voie de mise en accusation sont passibles d'une amende d'au plus 200 000 dollars et d'une peine d'emprisonnement d'au plus cinq ans, ou l'une de ces peines.

Jusqu'à présent, l'Agence n'a pas eu à user de ces moyens de contrainte, mais il est possible que plusieurs problèmes survenus récemment, en ce qui concerne les renseignements présentés tardivement, l'obligent à prendre des dispositions pour l'avenir. Les sociétés fournissent en général de bons renseignements; jusqu'à maintenant, il n'a donc jamais été nécessaire d'exercer les pouvoirs de vérification conférés par l'article 32 de la Loi.



### Confidentiality

Information obtained either directly or indirectly by the Agency on individual companies is privileged information (Section 33, EMA), and is also exempted from disclosure under Section 24 of the Access to Information Act. However, the Minister may deem its disclosure to be in the public interest providing that in so doing, the Minister takes into account the firm's competitive position and the firm was provided reasonable opportunity to make representation.

### COOPERATION WITH STATISTICS CANADA

Since part of the PMA's information gathering function falls into areas covered by Statistics Canada, a number of data sharing agreements were negotiated between the PMA and Statistics Canada under Section 11 of the Statistics Act. These agreements relieved the industry's response burden in relation to the Agency's overall information requirements. They have worked well and information is also flowing from the PMA to Statistics Canada. The data sharing arrangements relate to:

1. ownership and control of energy enterprises;
2. international flows of funds and indebtedness;
3. research and development expenditures;
4. quarterly corporate financial statistics; and
5. operating costs and capital expenditures.

The first four of these involve transmission of information to PMA; the last includes information on such subjects as exploration, development and production expenditures, and royalties from PMA to Statistics Canada.

It has been a privilege to have been invited to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources and we look forward to responding to questions and to receiving your comments during our appearance before you.

The survey questionnaire consists of the following schedules:

- Schedule I Revenue by product and geographical location from upstream operations.
- Schedule II Revenue from downstream operations (refining, marketing, petrochemical and other), other Canadian operations, and foreign activities.
- Schedule III Net income and funds generated by upstream, downstream, other Canadian, and foreign operations. This schedule also includes summary sources of funds; net increase in long-term debt and equity, incentive grants, working capital increases and other sources of funds.

### Caractère confidentiel des déclarations

Les renseignements obtenus soit directement ou indirectement par l'Agence sur chacune des sociétés sont protégés (Article 33, LSSE) et ne peuvent être divulgués, conformément à l'article 24 de la Loi sur l'accès à l'information. Toutefois, le Ministre peut divulguer des renseignements s'il estime qu'il est dans l'intérêt public de le faire, mais il doit tenir compte de l'aspect concurrentiel de l'entreprise et lui donner l'occasion faire valoir son opinion.

### COLLABORATION AVEC STATISTIQUE CANADA

Comme l'Agence recueille des renseignements dans certains domaines déjà étudiés par Statistique Canada, elle a négocié avec cet organisme un certain nombre d'accords qui prévoient le partage des données, en vertu de l'article 11 de la Loi sur les statistiques. Grâce à ces accords, l'industrie a moins de questionnaires à remplir pour se conformer aux exigences de l'ASSP. Les accords donnent de bons résultats et certains renseignements obtenus par l'ASSP sont même transmis à Statistique Canada. Les accords sur le partage des données portent sur:

1. la participation et le contrôle des entreprises énergétiques;
2. le flux des capitaux au niveau international et l'endettement;
3. les dépenses engagées dans la recherche et le développement;
4. les statistiques trimestrielles sur les finances des sociétés;
5. les frais d'exploitation et les dépenses d'immobilisation.

Dans les quatre premiers cas, il y a acheminement de renseignements à l'ASSP. Le dernier vise des données notamment sur les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production et les redevances, que l'ASSP fournit à Statistique Canada.

C'est un privilège d'avoir été invité à prendre la parole devant le Comité permanent du sénat de l'Énergie et des ressources naturelles et nous serions heureux de répondre maintenant à vos questions et d'entendre vos commentaires.

Le questionnaire d'examen comprend les annexes suivantes:

- Annexe I Revenu tiré d'activités en amont—par produit et par lieu.
- Annexe II Revenu tiré d'activités en aval (raffinage, commercialisation, pétrochimie, autre), d'autres activités canadiennes et d'activités à l'étranger.
- Annexe III Revenu net et fonds tirés des activités en amont et en aval, d'autres activités canadiennes et des activités à l'étranger. Cette annexe indique aussi le total des sources de fonds, l'augmentation nette de la dette à long terme et de l'avoir propre, les subventions d'encouragement, les augmentations du fonds de roulement et les autres sources de fonds.

|  |   |
|--|---|
| Schedule IV Upstream capital expenditures for exploration, development and production, displayed by geographic location, and government grants received on the basis of such expenditures.   | Annexe IV Dépenses d'investissement en amont pour l'exploration, la mise en valeur et la production, selon le lieu, et subventions gouvernementales applicables à ces dépenses.   |
| Schedule V Capital expenditures on oil sands.  | Annexe V Dépenses d'investissement—sables pétrolifères.   |
| Schedule VI Summary uses of funds; capital expenditures in Canada, and abroad, dividends paid, net decrease in long-term debt, equity reductions, extraordinary losses, other uses and working capital increases.  | Annexe VI Sommaire de l'affectation des fonds; dépenses d'investissement au Canada et à l'étranger, dividendes payés, diminution nette de la dette à long terme, réductions de l'avoir propre, pertes extraordinaires, autres utilisations et augmentation du fonds de roulement.   |
| Schedule VII Upstream operating costs and royalties displayed by type of upstream operation and by geographic location.  | Annexe VII Frais d'exploitation en amont et redevances, selon le type d'activités en amont et le lieu.  |
| Schedule VIII Volume and value of conventional crude receiving the New Oil Reference Price by virtue of its being Special Old Oil, Enhanced Recovery Oil or other qualifying oil; Conventional Old Oil; oil sands; natural gas; gas liquids; and sulphur.  | Annexe VIII Volume et valeur du pétrole brut classique auquel s'applique le Prix de référence du nouveau pétrole parce qu'il est considéré comme de l'ancien pétrole spécial, du pétrole extrait par récupération assistée ou tout autre pétrole admissible; ancien pétrole classique; sables pétrolifères; gaz naturel; liquides de gaz naturel; soufre.   |
| Schedule IX Beginning and end of reporting period balance sheets including disaggregated total assets and total liabilities, deferred taxes, equity, working capital displayed by upstream, total and foreign operations; the amount of accumulated depreciation, depletion and amortization deducted in determining net fixed assets. | Annexe IX Bilan du début et de la fin de la période réglementaire, y compris ventilation des éléments d'actif et du passif, des impôts différés, de l'avoir propre et du fonds de roulement répartis selon les activités en amont, les activités totales et les activités à l'étranger, et le montant de l'amortissement et de l'épuisement accumulés de même que l'amortissement déduit pour déterminer les immobilisations moins l'amortissement comptable. |
| Schedule X Gross and net land held under leases, reservations, licences and permits, according to geographic region. This schedule also includes a list of subsidiary or affiliated companies included in consolidated returns.  | Annexe X Avoirs totaux en terres par région détenus sous le régime de concessions, de réserves, de licences et de permis, selon le lieu. Cette annexe comprend aussi une liste des filiales ou sociétés affiliées faisant partie de l'unité consolidée.   |



Schedule XI Tax related information including capital cost allowances, Canadian exploration and development expenses, earned depletion and supplementary depletion allowances, Canadian oil and gas property expenses, foreign exploration and development expenses, and frontier exploration allowances. Balances unclaimed, or pools remaining at the end of the period with respect to each of the above, are also required, as are taxable capital gains or losses, inventory allowances, manufacturers' and processors' tax deductions, tax credits, non-capital losses, and taxable income, together with federal and provincial taxes payable.

Sketch of the  
PETROLEUM MONITORING AGENCY (PMA)  
for the  
STANDING SENATE COMMITTEE  
on Energy and Natural Resources  
May 23, 1984

To meet the needs of governmental agencies and private business enterprises for the factual data for their policy decisions, the Petroleum Monitoring Agency (PMA) monitors and reports on the activities and financial performance of the oil and gas industry in Canada. The Agency publishes, in aggregate form, the results of its semi-annual surveys, based upon data received from more than 100 petroleum companies accounting for about 95 per cent of the industry's total revenues. These surveys are widely available to the public and private sectors with some 10,000 copies distributed across Canada.

The PMA was first established by Order-in-Council under the Inquiries Act on August 1, 1980. This authority was continued by the Energy Monitoring Act (EMA, Chapter 112 of the Statutes of Canada 1980-81-82-83), which was given Royal Assent on July 7, 1982 and proclaimed in force on February 18, 1983. The EMA specifies the PMA as the government body responsible for administering the provisions of that Act. The Agency also absorbed the responsibility for monitoring functions authorized by the Petroleum Corporations Monitoring Act of June 1978 which, prior to August 1980, were fulfilled by the Department of Energy, Mines and Resources (EMR).

The PMA collects information from corporations engaged in the exploration for, development, production, or refining and marketing of petroleum and derived products relating to their performance, such as production, profits, flows of funds, capital expenditures, dividend payments and ownership and con-

Annexe XI Poste associé aux impôts, y compris la déduction pour amortissement, les frais d'exploration et les frais d'aménagement au Canada, la déduction pour épuisement gagné, les déductions supplémentaires pour épuisement, les frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz, les frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger, les autres frais d'exploration et d'aménagement et l'allocation pour exploration des régions pionnières. Les sommes qui restent à la fin de l'exercice à l'égard de chacun des postes mentionnés ci-dessus doivent aussi être indiquées, comme les gains ou pertes en capital imposables, les déductions pour inventaire, les déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation, les crédits d'impôt, les pertes autres qu'en capital et les revenus imposables, de même que les impôts fédéral et provincial à payer.

Aperçu des activités de  
L'AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR  
PÉTROLIER (ASSP)  
pour le  
COMITÉ PERMANENT DU SÉNAT  
de l'Énergie et des Ressources naturelles  
le 23 mai 1984

Afin de répondre aux besoins des organismes gouvernementaux et des entreprises commerciales privées quant aux données concrètes nécessaires à leurs décisions de principe, l'Agence de surveillance du secteur pétrolier contrôle les activités et le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz et en fournit des rapports. L'Agence publie, de façon sommaire, les résultats de ses examens semi-annuels, qui sont préparés à partir des données fournies par plus de 100 sociétés pétrolières comptant pour environ 95 p. 100 de l'ensemble des recettes de l'industrie. Ces examens sont distribués à grande échelle aux secteurs public et privé partout au pays, grâce à un tirage de quelque 10,000 exemplaires.

L'ASSP a d'abord été créée par décret, le 1<sup>er</sup> août 1980, en vertu de la Loi sur les enquêtes, puis conformément à la Loi sur la surveillance du secteur énergétique (LSSE, chapitre 112 des Statuts du Canada, 1980-81-82-83), qui a reçu la sanction royale le 7 juillet 1982 et a été mise en vigueur le 18 février 1983. La LSSE désigne l'ASSP comme l'organisme gouvernemental responsable de l'application des diverses dispositions de cette loi. L'Agence est également chargée de contrôler les fonctions autorisées par la Loi sur le contrôle des sociétés pétrolières de juin 1978, qui, avant août 1980, ont été assumées par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR).

Les sociétés dont les travaux sont axés sur l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage et la vente du pétrole et de ses dérivés fournissent à l'ASSP de l'information concernant leur rendement, comme la production, les bénéfices, le mouvement des fonds, les dépenses d'immobilisation, les



trol. Since part of this information gathering function falls into areas covered by Statistics Canada, a number of data sharing agreements were negotiated between the PMA and Statistics Canada under Section 11 of the Statistics Act. These agreements relieved the industry's response burden in relation to the Agency's overall information requirements. They have worked well, and information is also flowing from the PMA to Statistics Canada.

Only corporations (or groups of corporations under common control) having gross annual revenues or assets in excess of \$10 million are required to provide information to the PMA. This threshold is sufficiently high to avoid placing a burden on small companies, and may be changed by the Governor in Council.

Information obtained either directly or indirectly by the Agency on individual companies is privileged information (Section 33, EMA), and is also exempted from disclosure under Section 24 of the Access to Information Act.

In addition to the semi-annual monitoring surveys submitted to the Minister of EMR as required by the Act, the PMA may publish, on its own authority, results of special studies on important initiatives and developments affecting the petroleum industry. The PMA is also called upon by the Minister to provide, on a day-to-day basis, briefing material, analyses and advice on various matters within the area of its expertise.

To provide objectivity in describing the status and performance of the industry, the PMA Chairman is appointed by the Governor in Council and is not an employee of the Department of Energy, Mines and Resources. He is responsible for the overall operations of the Agency. Other Agency staff are drawn from the Energy Department, but all are subject to management direction and supervision by the Agency's chairman.

The PMA is funded from the energy program; its expenditures account for approximately 0.05 per cent of total energy program expenditures and its 18 person-years for 1 per cent of total person-years. Copies of the two latest Monitoring Surveys are attached.

May 28, 1984

The Honourable Earl A. Hastings  
Chairman  
The Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources  
The Senate of Canada  
Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Dear Senator Hastings:

As mentioned on the telephone, I very much regret the inability to meet with your Committee in person and feel sure you understand the circumstances that make it impossible for me to be with you.

paiements de dividendes, la participation et le contrôle. Étant donné que l'ASSP doit recueillir une partie de l'information dans des secteurs couverts par Statistique Canada, un certain nombre d'accords sur le partage des données ont été négociés entre l'ASSP et Statistique Canada en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces accords, qui s'avèrent efficaces, ont permis d'alléger le fardeau à l'industrie relativement aux exigences globales de l'Agence quant à l'approvisionnement de données. De son côté, l'ASSP fournit également des données à Statistique Canada.

Seules les sociétés (ou les regroupements de sociétés placées sous une autorité commune) dont les recettes annuelles brutes ou l'actif sont supérieurs à 10 millions de dollars doivent fournir de l'information à l'ASSP. Ce seuil, qui peut être modifié par le gouverneur en conseil, est suffisamment élevé de façon à ne pas constituer un fardeau pour les petites sociétés.

L'information obtenue de façon directe ou indirecte par l'Agence sur les sociétés individuelles constitue de l'information privilégiée (article 33, LSSE) et ne peut être divulguée, en vertu de l'article 24 de la Loi sur l'accès à l'information.

En plus des examens semi-annuels de l'activité présentés au ministre d'EMR en vertu de la Loi, l'ASSP peut, de son propre chef, publier les résultats des études spéciales concernant les entreprises ou les progrès importants qui touchent l'industrie pétrolière. Le Ministre demande également à l'ASSP de fournir à l'occasion des documents d'information, des analyses et des conseils sur les diverses questions qui relèvent de sa compétence.

En vue d'assurer l'objectivité des rapports sur l'état et le rendement de l'industrie, le président de l'ASSP est nommé par le gouverneur en conseil et il n'est pas un employé du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Il est chargé de diriger l'activité globale de l'Agence. Les autres membres du personnel de l'Agence proviennent du ministère de l'Énergie, mais sont tous soumis à la direction et à la surveillance du président de l'Agence.

Les fonds de l'Agence proviennent du programme énergétique; ses dépenses comptent pour approximativement 0.05 p. 100 des dépenses totales du programme énergétique, et ses 18 personnes-années pour 1 p. 100 de l'ensemble des personnes-années. Les exemplaires des deux derniers examens de l'activité sont joints à la présente.

le 28 mai 1984

L'honorable Earl A. Hastings  
Président du Comité permanent du Sénat  
de l'Énergie et des Ressources naturelles  
Sénat du Canada  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Monsieur,

Comme je l'ai mentionné lors de notre conversation téléphonique, je regrette beaucoup de ne pouvoir me présenter en personne devant votre Comité, et je pense que vous comprenez les circonstances qui m'empêchent de le faire.

In any event, I would like to register several less formal comments, which I had planned to make in person, in this letter which I hope you will be able to read or distribute to your Committee.

1. The Petroleum Monitoring Agency is a fact-finding organization. It does not draw conclusions or make recommendations.

2. The PMA confines its efforts to gathering facts needed by government and industry while minimizing the paperwork burden on respondents to its questionnaires. We do not intend to start studies on our own initiative unless we are convinced they will be beneficial to both the private sector and government.

3. The PMA will continue to focus on reducing the costs of its efforts—or, at the very least, keeping them from going up more rapidly than the rate of inflation.

4. The Agency will regularly evaluate the quality of its efforts through personal interviews with knowledgeable individuals representative of both public and private sector users of its surveys. This is to ensure that the PMA is meeting high standards of accuracy and objectivity and that, in fact, its reports are needed and being used. The first such review last fall indicated that our reports are being well received by the least 75% of survey users. (This may be a self-serving effort but we make a point to meet with both strong critics as well as those who might be expected to look favourably on our work.)

We welcome the reaction of your Committee to these views and, as well, your suggestions for improvement of our efforts.

Respectfully yours,

Ralph L. Gillen  
Chairman

J'aimerais, toutefois, vous faire part dans la présente de certaines observations que j'aurais souhaité formuler en personne et que vous voudrez bien transmettre à votre Comité.

1. L'Agence de surveillance du secteur pétrolier est un organisme de recherche. Sa mission n'est pas de tirer des conclusions ou de formuler des recommandations.

2. L'ASSP se limite à recueillir des faits dont ont besoin le gouvernement et l'industrie, tout en cherchant à minimiser les formalités administratives pour ceux qui répondent à ses questionnaires. Nous n'envisageons pas d'entreprendre d'études de notre propre initiative, sauf si nous sommes d'avis qu'elles pourraient profiter tant au secteur privé qu'au gouvernement.

3. L'ASSP continuera de s'efforcer de réduire les coûts de ses activités, ou, du moins, de maintenir leur hausse à un niveau inférieur à celui de l'inflation.

4. L'ASSP évaluera périodiquement la qualité de ses efforts par le biais d'entrevues personnelles avec les représentants compétents des utilisateurs de ses études, tant les secteurs public que privé. Cette démarche nous permettra de voir à ce que notre organisme respecte des normes élevées sur les plans de la rigueur et de l'objectivité, et à ce que ses rapports se révèlent utiles et nécessaires. Le premier examen du genre, entrepris l'automne dernier, a permis d'établir que nos rapports sont appréciés par au moins 75 p. 100 de nos utilisateurs. (Ces résultats peuvent sembler satisfaisants, mais nous nous faisons un devoir de répondre tant aux besoins des esprits les plus critiques qu'à ceux des utilisateurs qui sont les plus susceptibles d'apprécier nos travaux.)

Croyez bien que nous ferons bon accueil aux observations que votre Comité, ainsi que vous-même voudrez bien formuler relativement à nos activités, pour ainsi nous permettre d'améliorer nos efforts en la matière.

Respectueusement soumis,

Le Président  
Ralph L. Gillen



## APPENDIX "ENR-16C"

## PETROSAR LIMITED

Submission to the Standing Senate Committee  
On Energy and Natural Resources in its Review  
on the National Energy Program

## EXECUTIVE SUMMARY

Petrosar is a primary petrochemical manufacturer using products derived from crude oil and natural gas as feedstock and energy. The company supplies approximately one-third of the Canadian demand for the primary petrochemicals it produces, selling to other companies that make upgraded products for domestic and export markets. The chemical industry in total is the fifth largest manufacturing industry in Canada.

The industry sells its products in competition with manufacturers on the Gulf Coast of the United States. For its survival, it must be cost competitive with these competitors. Since feedstock and energy constitute 85 per cent of Petrosar's total costs, energy policy affecting the supply and price of these products is critically important.

The National Energy Program provided that:

"—oil pricing policy should translate Canada's relative strength in oil and other energy into a competitive advantage for Canadian industries.—"

This provision reflects conditions that applied between 1974 and 1982, upon which a multifold expansion of the industry took place.

Since 1982 events have overtaken the N.E.P. policy position, and the Canadian competitive advantage has been lost. If present trends and energy pricing policies continue, Canadian industries will face a very serious competitive disadvantage in both domestic and international markets.

The Petrochemical Industry Task Force recommended a number of energy related changes to restore the viability of the industry. Petrosar endorses these recommendations, which include

- ensuring that the price of Canadian crude oil does not exceed the average refinery acquisition cost on the U.S. Gulf Coast;
- reducing government revenues on propane and butane used for industrial purposes in Canada, in order to provide increased negotiating latitude for pricing between the suppliers and purchasers of these products; and
- initiating a transition program for the oil-based industry, the objective of which is to increase feedstock flexibility and move off-oil to the maximum extent possible.

## ANNEXE «ERN-16C»

## PETROSAR LIMITED

Mémoire au Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles,  
en rapport avec sa revue du Programme énergétique national

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

La société Petrosar, un fabricant de produits pétrochimiques primaires, utilise des produits tirés du pétrole brut et du gaz naturel comme charge d'alimentation et comme source d'énergie. La société satisfait environ le tiers de la demande canadienne de produits pétrochimiques primaires et elle vend ses produits à d'autres sociétés qui fabriquent des produits valorisés destinés aux marchés canadiens et étrangers. L'industrie chimique, prise dans son ensemble, constitue la cinquième plus grande industrie manufacturière au Canada.

Pour vendre ses produits, l'industrie doit affronter la concurrence des fabricants du golfe du Mexique et de la côte est des États-Unis. Pour survivre, il lui faut concurrencer ces producteurs, au niveau des coûts. Comme les charges d'alimentation et les sources d'énergie représentent 85 p. 100 du total des coûts de la Petrosar, la politique énergétique influençant l'approvisionnement et le prix de ces produits revêt une importance critique.

Le Programme énergétique national prévoyait que:

«—la politique de détermination du prix du pétrole devrait traduire la force relative du Canada dans le domaine pétrolier et les autres sources énergétiques en un avantage concurrentiel pour les industries canadiennes.—»

Ceci reflète les conditions qui prévalaient entre 1974 et 1982, conditions qui ont permis un essor important de l'industrie.

Depuis 1982, la politique du PÉN n'a pas suivi l'évolution des événements et l'avantage concurrentiel canadien s'est évanoui. Si les tendances actuelles et les politiques en matière de prix de l'énergie se maintiennent, les industries canadiennes seront sérieusement désavantagées par rapport à la concurrence, tant sur les marchés canadiens qu'internationaux.

Le Groupe de travail de l'industrie de la pétrochimie a recommandé un certain nombre de modifications dans le domaine énergétique pour restaurer la viabilité de l'industrie. Petrosar appuie ces recommandations, notamment les trois suivantes:

- faire en sorte que le prix du pétrole brut canadien ne dépasse pas le coût d'acquisition moyen pour la raffinerie établie dans le golfe du Mexique et sur la côte est des États-Unis;
- réduire les recettes gouvernementales tirées du propane et du butane utilisés à des fins industrielles au Canada, de façon à assurer une meilleure marge de négociation au niveau de la détermination des prix, entre les fournisseurs et les acheteurs de ces produits; et
- mettre en place un programme de transition pour l'industrie basée sur le pétrole, dans le but d'améliorer la sou-



In general terms, Petrosar advocates that energy policy should not disadvantage Canadian industry, and that price adjustments needed for that purpose should be made through reduction in government revenues derived from energy production.

## INTRODUCTION

The Canadian Chemical Producers' Association has submitted the findings of the Petrochemical Industry Task Force to the Committee. Petrosar endorses the conclusions and recommendations of the Task Force.

This submission deals with one element of the National Energy Program; namely, the effect of the Program on the competitive position of Canadian industry. It is written from the point of view of a major industrial user of petroleum resources.

## PETROSAR'S POSITION IN THE INDUSTRY

Petrosar was incorporated in 1974 for the purpose of becoming a supplier of primary petrochemicals to the petrochemical industry in Ontario. Its plant came into operation in 1978 and last year it supplied about one-third of the Canadian requirements for these petrochemicals.

Primary petrochemicals are commodities produced in very large quantities in big ('world scale') capital intensive facilities. Approximately half of the primary petrochemicals produced in Canada can be made from feedstocks derived from either natural gas (ethane, propane, butane) or crude oil (naphtha, gas oil). The other half can be produced only from crude oil based feedstocks. Value added in the upgrading of primary petrochemicals derived from crude oil is amongst the highest of all petrochemicals processed in Canada.

Petrosar was built to use oil based feedstocks. Its shareholders (Polysar Limited, Du Pont of Canada Limited and Union Carbide Canada Limited) and other customers in its market area require the full range of primary petrochemicals that can only be produced from feedstocks derived from crude oil. Furthermore, at the time the facility was designed (1972-1973) the supply of natural gas was expected to fall short of Canadian needs, while crude oil supplies were regarded as ample for future needs.

Petrosar was built at a cost for facilities of \$570 million. Soon after operations began, energy policy encouraged reductions in crude oil consumption in Canada. Petrosar invested a further \$120 million to reduce its consumption of crude oil by about half, and to essentially eliminate fuel products surplus to Canadian needs. Changes in energy policy have therefore had a substantial effect on Petrosar's capital structure.

plasse au niveau des charges d'alimentation et de remplacer le pétrole le plus possible.

En termes généraux, la Petrosar préconise que la politique énergétique ne désavantage pas l'industrie canadienne, et que les ajustements de prix nécessaires se fassent en réduisant les recettes gouvernementales tirées de la production énergétique.

## INTRODUCTION

L'Association canadienne des fabricants de produits chimiques a présenté au Comité les constatations du Groupe de travail de l'industrie de la pétrochimie. La société Petrosar appuie les conclusions et les recommandations du Groupe de travail.

Le présent mémoire traite d'un aspect du Programme énergétique national, notamment l'incidence de ce programme sur la position concurrentielle de l'industrie canadienne. Le mémoire est rédigé dans la perspective d'un grand usager industriel de ressources pétrolières.

## SITUATION DE LA PETROSAR AU SEIN DE L'INDUSTRIE

La société Petrosar a été incorporée en 1974 pour fournir des produits pétrochimiques primaires à l'industrie ontarienne de la pétrochimie. Ses installations ont été mises en service en 1978 et, l'an dernier, la société a satisfait environ le tiers des besoins canadiens reliés à ces produits pétrochimiques.

Les produits pétrochimiques primaires sont fabriqués en très grandes quantités, dans des installations exigeant des capitaux importants (on parle alors d'usines «à l'échelle mondiale»). Environ la moitié des produits pétrochimiques produits au Canada peuvent être fabriqués à partir des charges d'alimentation tirées soit du gaz naturel (éthane, propane, butane) soit du pétrole brut (naphte, gas-oil). L'autre moitié peut être produite seulement à partir de charges d'alimentation basées sur le pétrole brut. La valeur ajoutée par la valorisation des produits pétrochimiques primaires tirés du pétrole brut figure parmi les plus fortes de tous les produits pétrochimiques transformés au Canada.

Les installations de la Petrosar ont été construites de façon à utiliser des charges d'alimentation basées sur le pétrole. Ses actionnaires (les sociétés Polysar Limited, Du Pont of Canada Limited et Union Carbide Canada Limited) et d'autres clients dans son secteur marchand ont besoin de la gamme complète de produits pétrochimiques primaires qui ne peuvent être produits qu'à partir de charges d'alimentation tirées du pétrole brut. En outre, au moment où les installations ont été conçues (1972-1973), on prévoyait que l'approvisionnement de gaz naturel ne pourrait répondre à tous les besoins canadiens, alors qu'on jugeait les approvisionnements de pétrole brut nettement suffisants pour répondre aux besoins éventuels.

Les installations de la Petrosar ont été construites au coût de 570 millions de dollars. Peu après le démarrage des activités, la politique énergétique a encouragé la réduction de la consommation de pétrole brut au Canada. La Petrosar a investi 120 millions de dollars supplémentaires pour réduire sa consommation de brut d'environ la moitié, et pour éliminer essentiellement les produits de mazout excédentaires aux besoins canadiens. L'évolution de la politique énergétique a donc exercé

Under the recommendations of the Petrochemical Task Force, Petrosar would further reduce its use of crude oil, including conversion of up to half of its feedstock to natural gas based products (propane and butane), at a cost of an additional \$100 million. Petrosar's crude requirement would be reduced by about 30,000 B/D, which would result in a net reduction in Canadian crude use of about 23,000 B/D, at a capital cost of \$11.90/annual barrel. This reduction compares favorably with government off-oil programs such as

- the Canadian Oil Substitution Program (COSP) two year program savings 31,200 B/D at \$12.44/B Ref.<sup>(1)</sup>
- the Canadian Home Insulation Program (CHIP) six year program savings 22,500 B/D at \$15.27/B Ref.<sup>(1)</sup>
- the Distribution System Expansion Program (DSEP) one year program ('82 - '83) savings 4,310 B/D at \$22.26/B Ref.<sup>(1)</sup>
- the Husky Oil Heavy Oil Upgrader and Field Development Project 42,000 B/D of synthetic crude at \$150/B

### SIGNIFICANCE OF FEEDSTOCK COST

Petrochemical facilities must be large, highly automated and thus capital intensive to provide the economies of scale necessary to be competitive. Canadian markets are too small to support this scale, and, therefore, exports are necessary, especially in the early stages after new facilities are brought on stream.

Such exports offer an important opportunity for Canada to upgrade its natural resources. The value added from upgrading can be in the order of twenty times the value of raw materials. Upgrading will contribute very significantly to employment, balance of trade and government revenues. However, Petrosar and most particularly its customers who upgrade Petrosar's primary products, must be cost competitive with foreign producers if they are to survive and prosper.

Of overriding importance to competitiveness is the cost of feedstock. For Petrosar, energy and feedstock represent about 85% of total cost of sales. The competitive position of the Canadian petrochemical industry, and indeed its survival, depends on the availability of feedstock and energy at competitive cost.

For the Canadian industry, the Gulf Coast of the United States sets the standard for petrochemical competition. Most of our major competitors are located there. The large market size supports many world scale facilities. A full range of petrochemical feedstocks, both gas and oil based, are readily avail-

une influence substantielle sur la structure financière de la Petrosar.

Selon les recommandations du Groupe de travail de l'industrie de la pétrochimie, la Patrosar réduirait encore davantage son utilisation de pétrole brut, grâce à des mesures comprenant notamment la conversion d'une proportion pouvant atteindre la moitié de sa charge d'alimentation à des produits basés sur le gaz naturel (propane et butane), à un coût additionnel de 100 millions de dollars. Les besoins en brut de la Petrosar seraient réduits d'environ 30 000 b/j, ce qui se traduirait par une réduction nette de l'utilisation du brut canadien d'environ 23 000 b/j, à un coût en capital de 11,90 \$ par année par baril. Cette réduction se compare favorablement aux programmes de remplacement du pétrole, notamment

- le Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP) économies permises par le programme sur deux ans 31 200 b/j à 12,44 \$/b Ref.<sup>(1)</sup>
- le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes (PITRC) économies permises par le programme sur six ans 22 500 b/j à 15,27 \$/b Ref.<sup>(1)</sup>
- le Programme d'expansion du réseau de distribution (PERD) économies permises par le programme sur un an (1982-1983) 4 310 b/j à 22,26 \$/b Ref.<sup>(1)</sup>
- le projet de mise en valeur du champ et de valorisation du pétrole lourd, de la Husky 42 000 b/j de brut synthétique à 150 \$/b.

### IMPORTANCE DU COÛT DES CHARGES D'ALIMENTATION

Les installations pétrochimiques doivent être importantes et très automatisées et elles exigent donc des capitaux importants pour permettre de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour les rendre concurrentielles. Les marchés canadiens sont trop réduits pour assurer le soutien de cette échelle et les exportations sont donc nécessaires, tout particulièrement durant les premiers stades qui suivent la mise en service des nouvelles installations.

Ces exportations offrent au Canada une occasion importante de valoriser ses ressources naturelles. La valeur ajoutée par la valorisation peut atteindre vingt fois la valeur des matières brutes. La valorisation contribuera très nettement à l'emploi, à la balance commerciale et aux recettes gouvernementales. Toutefois, la Petrosar et tout particulièrement ses clients qui en valorisent les produits primaires doivent pouvoir concurrencer les producteurs étrangers, au niveau des coûts, pour survivre et prospérer.

Le coût des charges d'alimentation revêt une importance primordiale au niveau de la concurrence. Dans le cas de la Petrosar, l'énergie et la charge d'alimentation représentent environ 85 p. 100 du coût total des ventes. La position concurrentielle de l'industrie canadienne de la pétrochimie et, par tant, sa survie dépendent de la disponibilité de charges d'alimentation et d'énergie à un coût concurrentiel.

Pour l'industrie canadienne, les industries établies dans le golfe du Mexique et sur la côte est des États-Unis fixent les normes de la concurrence de l'industrie de la pétrochimie. La plupart de nos principaux concurrents sont établis dans cette région. L'importance du marché y soutient plusieurs installa-

<sup>(1)</sup> Communication from E.M. & R, January 1984

<sup>(1)</sup> Communication de ÉMR, janvier 1984



able. The industry is thus highly flexible, able to use different feedstocks depending on which is the lowest cost, and able to operate or temporarily close down individual facilities depending on market demand.

These actions taken under the N.E.P. that affected the Canadian petrochemical industry were not inconsistent with the actions of other resource rich countries. For example:

- Saudi Arabian measures include low cost gas supply (50¢/mmBTU), preferential financing, and a tax holiday until the venture exceeds specified profitability targets
- Mexico offers feedstock pricing incentives for a petrochemical facility which will export 25 per cent of its output. At the same time the domestic market is protected by restricting imports of products which are produced locally
- The United Kingdom accepts a low corporate transfer price of natural gas liquids as the basis on which energy taxes are levied for petrochemical feedstock.

#### EVENTS SUBSEQUENT TO THE N.E.P.

It appears that the Federal Government recognized the significance of the N.E.P. to the petrochemical industry and intended that its provisions should encourage growth in the industry.

"In April 1981, Cabinet approved in principle a policy framework designed to encourage the orderly growth of the Canadian Petrochemical Industry."

"The proposed policy was based in part on important premises of the National Energy Program." Ref.<sup>(3)</sup>

However, in September 1981 a Memorandum of Agreement (M.O.A.) on energy pricing and taxation was signed by the Governments of Canada and Alberta. This agreement altered some provisions of the N.E.P. which have a key effect on the petrochemical industry. The agreement was silent on the 85 per cent cap on oil prices. It continued to tie the prices of natural gas to crude oil, but at 65 per cent of the energy equivalent of oil at the Toronto City Gate. Soon after signing of the M.O.A. the Canadian crude oil price was increased, while at the same time world oil prices dropped significantly. Consequently, as the attached graph shows, the Canadian price has risen approximately to parity with the average U.S. refinery acquisition cost.

#### CURRENT OUTLOOK

At present there are proposals that the Canadian crude oil price should be allowed to reach the price for equivalent crude in Chicago or Montreal. If this were to occur, the cost of Canadian crude would increase to approximately 110 per cent

tions à l'échelle mondiale. Une gamme complète de charges d'alimentation pétrochimiques, bassées tant sur le gaz que sur le pétrole, y sont facilement disponibles. L'industrie est donc très souple: elle peut utiliser des charges d'alimentation variées, en fonction des coûts, et elle peut exploiter ou fermer des installations, sur une base temporaire, selon la demande marchande.

Ces initiatives, prises dans le cadre du PÉN, qui ont affecté l'industrie canadienne de la pétrochimie, n'étaient pas inconsistantes avec les mesures prises par d'autres pays bien pourvus en ressources. Ainsi, par exemple:

- les mesures prises par l'Arabie Saoudite comprennent un approvisionnement gazier peu coûteux (50¢/mmBTU), un financement préférentiel, et une exonération fiscale jusqu'à ce que l'entreprise dépasse des cibles de rentabilité précises;
- le Mexique offre des stimulants au niveau du prix des charges d'alimentation dans le cas d'une installation pétrochimique qui exportera 25 p. 100 de sa production; parallèlement, le marché intérieur est protégé par la restriction des importations de produits qui sont fabriqués localement;
- le Royaume-Uni accepte un faible prix de transfert corporatif de liquides de gaz naturel comme base à la perception des taxes sur l'énergie, dans le cas des charges d'alimentation pétrochimiques.

#### ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS AU PÉN

Il semble que le gouvernement fédéral ait reconnu l'importance du PÉN pour l'industrie de la pétrochimie et ait voulu que les dispositions du programme encouragent l'essor de l'industrie.

«En avril 1981, le Cabinet autorisait en principe un cadre politique visant à encourager l'essor ordonné de l'industrie canadienne de la pétrochimie.»

«La politique proposée reposait notamment sur les importantes prémisses du Programme énergétique national.» Ref.<sup>(3)</sup>

Toutefois, en septembre 1981, un mémoire d'entente (ME) sur la détermination du prix de l'énergie et la taxation était conclu par les gouvernements du Canada et de l'Alberta. Cet accord modifiait certaines dispositions du PÉN ayant un effet clé sur l'industrie de la pétrochimie. L'accord demeurait silencieux concernant le chapeau de 85 p. 100 coiffant les prix du pétrole. Il continuait de relier le prix du gaz naturel au prix du pétrole brut, mais à 65 p. 100 de l'équivalent énergétique du pétrole, aux limites de Toronto. Peu après la conclusion de l'accord, le prix du pétrole brut canadien était relevé alors que le prix du pétrole enregistré une baisse significative sur le marché mondial. En conséquence, comme l'indique le schéma ci-joint, le prix canadien a augmenté pour atteindre à peu près le coût d'acquisition moyen payé par la raffinerie américaine.

#### PERSPECTIVE ACTUELLE

A l'heure actuelle, certaines propositions demandent de laisser le prix du pétrole brut canadien atteindre le prix du brut équivalent à Chicago ou à Montréal. Si cela devait se produire, le coût du brut canadien augmenterait pour atteindre environ

<sup>(3)</sup> Report of the Federal Interdepartmental Task Force on the Canadian Petrochemical Industry, October 1982.

<sup>(3)</sup> Rapport du Groupe de travail interministériel fédéral sur l'industrie canadienne de la pétrochimie, octobre 1982.



of the average U.S. refinery acquisition cost. (Attachment 2). This is partly the consequence of the location of the two reference cities, which results in a high cost for moving foreign or U.S. domestic crude oil to refineries in the areas. It is also partly because of the relative qualities of Canadian and average U.S. crudes.

At such a level, Canadian crude would, in fact, be among the highest cost crude oil in North America and indeed among industrialized nations of the world. The effect on the petrochemical industry would be to significantly worsen an already poor competitive position relative to the U.S. Gulf Coast. This would seriously undermine the economic viability of the oil based petrochemical industry in Canada.

Government revenues through taxes, charges, and royalties comprise a major part of industrial energy and feedstock costs. Reduction in these revenues should be the means to provide a competitive, market responsive price to the consuming industries. It has been demonstrated that if this were done, increased income taxes at later stages in the manufacturing chain and increased economic activity would more than offset revenue reductions at the raw material stage.

Market responsive energy and feedstock costs, competitive with costs on the U.S. Gulf Coast, should not be provided at the expense of the producing industry. Clearly, if Canadian resources are to be developed to their potential, the return to producers must be competitive with the return in other jurisdictions and commensurate with the risk inherent in Canadian conditions.

Government involvement in the regulation of certain elements of the industry is needed to ensure that actions taken by foreign jurisdictions do not result in competitive disadvantages for Canadian industry. However, the regulatory system should be capable of responding to changes in market conditions more rapidly and effectively than it can now.

#### *Future Direction of Canada's Energy Policy*

The cost of energy is obviously a key factor in how effectively Canadian industries compete in world markets. The petrochemical industry is particularly affected because of its use of oil and gas for feedstock as well as for energy. At the same time it offers greater opportunity for the upgrading of these resources than any other industry.

Future energy policy should capture the benefits to the Canadian economy of a vigorous petrochemical industry based on our relatively abundant hydrocarbon resources. An energy policy is needed that does not place the industry at a competi-

100 p. 100 du coût d'acquisition moyen payé par la raffinerie américaine (Pièce jointe 2). Ceci s'explique notamment par l'emplacement des deux villes de référence, ce qui se traduit par un coût élevé pour amener le brut intérieur américain ou le brut étranger jusqu'aux raffineries établies dans ces régions. Ceci s'explique également notamment par la qualité relative des bruts canadiens et des bruts moyens américains.

A ce niveau, le brut canadien compterait en fait parmi les bruts les plus coûteux d'Amérique du Nord et même de tous les pays industrialisés du monde. Ceci aurait pour résultat d'aggraver sérieusement la position concurrentielle de l'industrie canadienne de la pétrochimie, qui n'est déjà pas très reluisante, par rapport aux producteurs établis dans le golfe du Mexique et sur la côte est des États-Unis. Ceci saperait sérieusement la viabilité économique de l'industrie canadienne de la pétrochimie alimentée au pétrole.

Les recettes gouvernementales générées par les taxes, les droits et les redevances constituent une partie importante des coûts enregistrés par l'industrie au niveau de l'énergie et des charges d'alimentation. La réduction de ces recettes devrait permettre d'assurer un prix concurrentiel, sensible au marché, pour les industries consommatrices. On a déjà démontré que si cette initiative était prise, des impôts sur le revenu plus importants à des stades ultérieurs de la chaîne de fabrication et une activité économique accrue feraient plus que compenser les réductions de recettes au stade de la matière brute.

Des coûts sensibles au marché pour l'énergie et les charges d'alimentation, pouvant concurrencer les coûts payés par les producteurs établis dans le golfe du Mexique et sur la côte est, ne devraient pas être offerts aux dépens de l'industrie productrice. Manifestement, si on veut que le potentiel offert par les ressources canadiennes soit mis en valeur, les avantages pour les producteurs doivent être concurrentiels aux avantages retirés ailleurs et proportionnels aux risques inhérents au contexte canadien.

La participation gouvernementale dans la réglementation de certains éléments de l'industrie est nécessaire pour s'assurer que les initiatives prises par des compétences étrangères ne se traduisent pas par des désavantages pour l'industrie canadienne, au niveau de la concurrence. Le régime réglementaire devrait toutefois pouvoir réagir à l'évolution des conditions du marché beaucoup plus rapidement et beaucoup plus efficacement que ce n'est le cas à l'heure actuelle.

#### *Orientation éventuelle de la politique énergétique du Canada*

Le coût de l'énergie constitue manifestement un facteur clé relativement à la façon dont les industries canadiennes réussissent à concurrencer leurs rivaux sur les marchés mondiaux. L'industrie de la pétrochimie est nettement affectée par cet élément parce qu'elle utilise du pétrole et du gaz comme charge d'alimentation et comme source énergétique. Par contre, elle offre des possibilités plus grandes que toute autre industrie sous le rapport de la valorisation de ces ressources.

La politique énergétique éventuelle devrait retenir les bénéfices, pour l'économie canadienne, d'une industrie pétrochimique vigoureuse basée sur nos ressources d'hydrocarbures relativement abondantes. Il faut une politique énergétique qui ne

tive disadvantage relative to international competitors, and does provide the means to adjust quickly to changing world conditions.

The recommendations of the Petrochemical Industry Task Force are intended to provide such a competitive environment for all industrial users in Canada. Petrosar endorses these recommendations, which include:

- ensuring that the price of Canadian crude oil does not exceed the average refinery acquisition cost on the U.S. Gulf Coast;
- reducing government revenues on propane and butane used for industrial purposes in Canada, in order to provide increased negotiating latitude for pricing between the suppliers and purchasers of these products; and
- initiating a transition program for the oil based industry, the objective of which is to increase feedstock flexibility and move off-oil to the maximum extent possible.

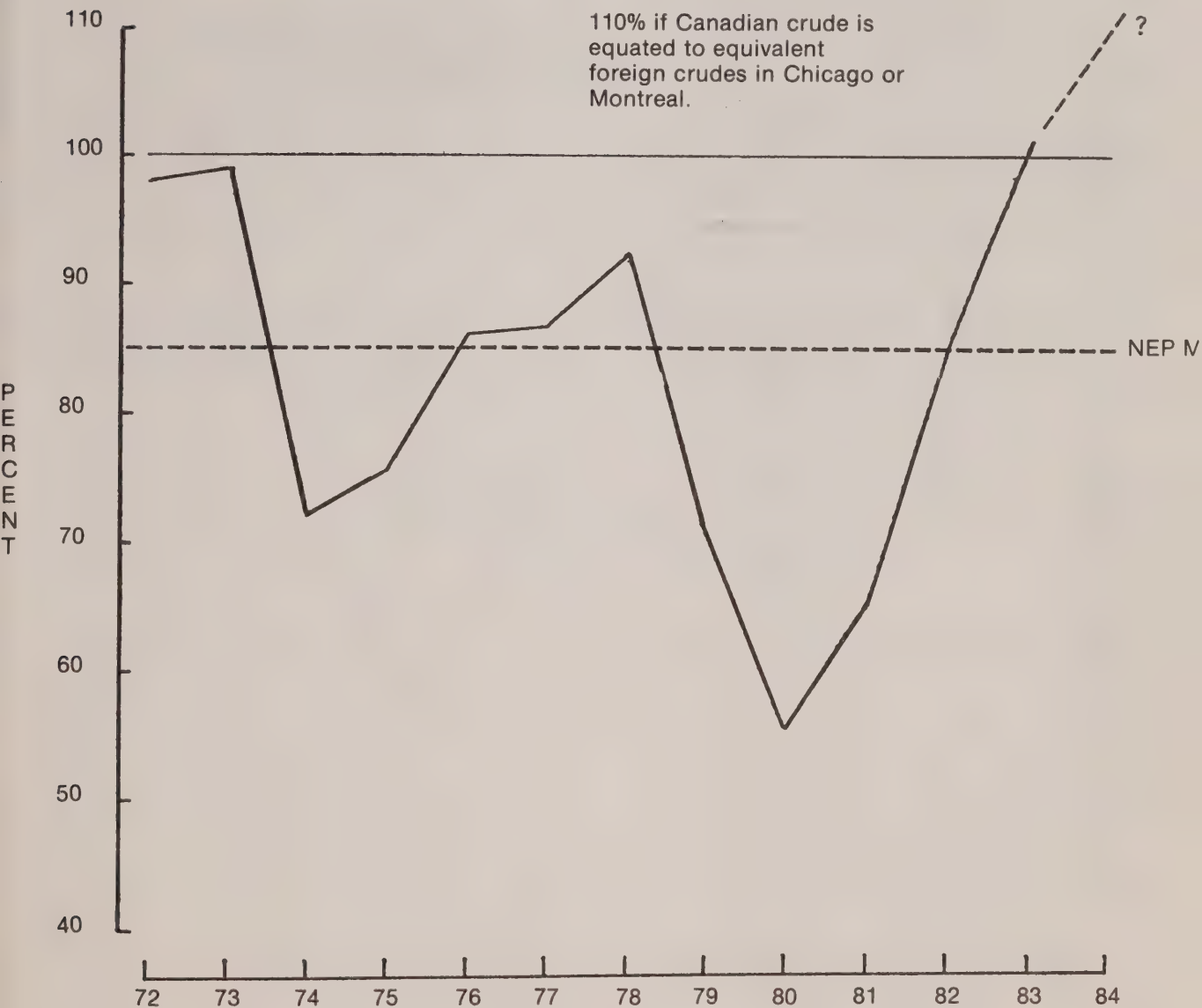
place pas l'industrie dans une situation concurrentielle désavantageuse, par rapport à ses concurrents internationaux, et qui offre les moyens de s'ajuster rapidement à l'évolution des conditions du marché mondial.

Les recommandations du Groupe de travail de l'industrie de la pétrochimie ont été formulées dans le but d'assurer un tel contexte concurrentiel pour tous les usagers industriels au Canada. La Petrosar appuie ces recommandations qui comprennent notamment celles-ci:

- s'assurer que le prix du pétrole brut canadien ne dépasse pas le coût d'acquisition moyen pour la raffinerie, établie dans le golfe du Mexique et sur la côte est des États-Unis;
- réduire les recettes gouvernementales tirées du propane et du butane utilisés à des fins industrielles au Canada, de façon à assurer une meilleure marge de négociation au niveau de la détermination des prix, entre les fournisseurs et les acheteurs de ces produits; et
- mettre en place un programme de transition pour l'industrie basée sur le pétrole, dans le but d'améliorer la souplesse au niveau des charges d'alimentation et de remplacer le pétrole le plus possible.

ATTACHMENT I

CANADIAN CRUDE (SARNIA) AS  
PERCENT OF AVERAGE U.S.  
REFINERY ACQUISITION COST.

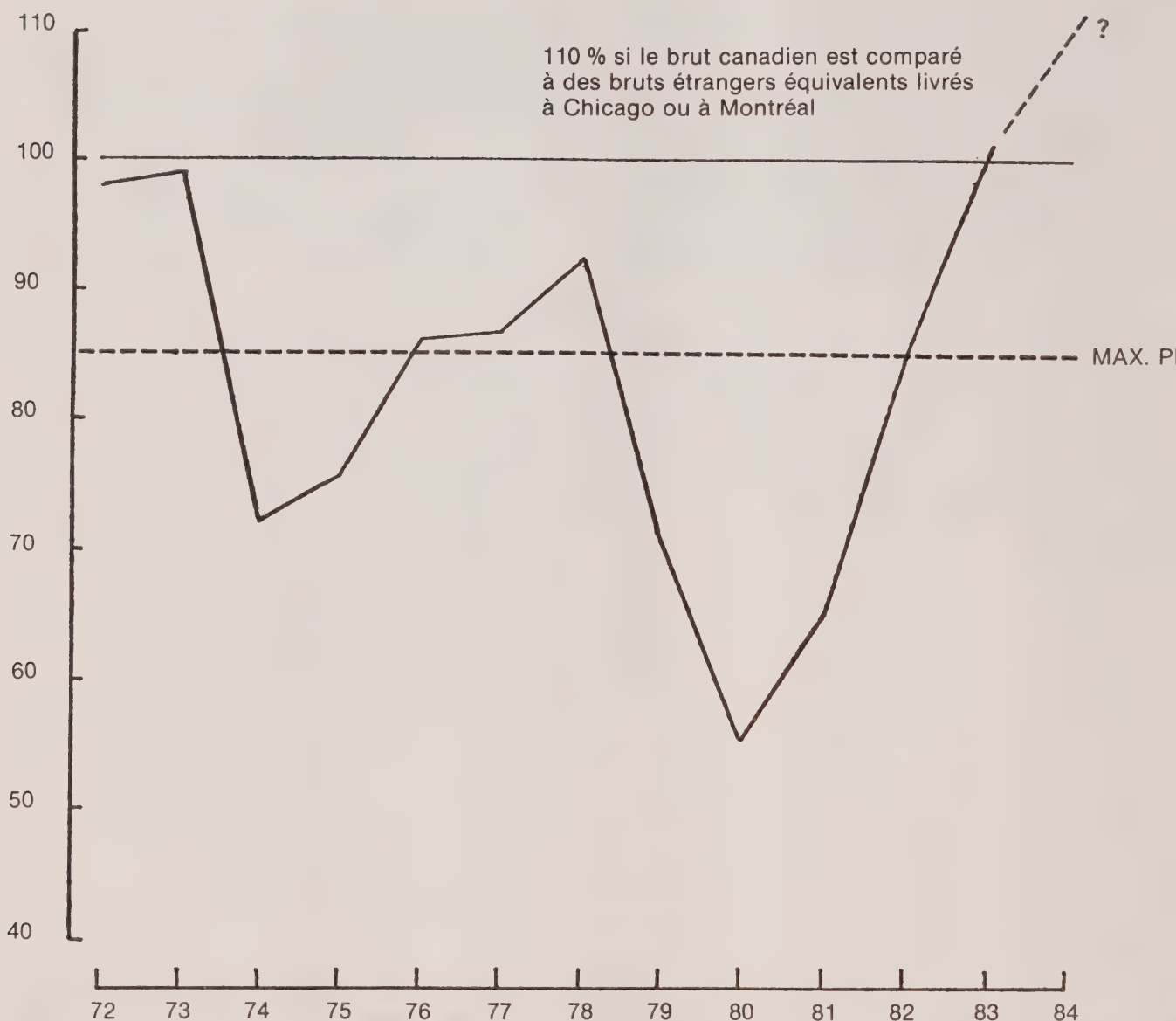


DATA ARE FOR ALL U.S. REFINERIES. DATA SPECIFIC TO THE GULF COAST IS NOT AVAILABLE: HOWEVER, COSTS AT THE GULF COAST ARE SOMEWHAT BELOW THE U.S. AVERAGE, AND THEREFORE THE CANADIAN ADVANTAGE WOULD BE SOMEWHAT LESS THAN SHOWN IN THE GRAPH ABOVE.



## PIÈCE JOINTE I

BRUT CANADIEN (SARNIA)  
EN POURCENTAGE DU COÛT D'ACQUISITION MOYEN  
PAYÉ PAR LA RAFFINERIE AMÉRICAINE



LES DONNÉES CONCERNENT TOUTES LES RAFFINERIES AMÉRICAINES. LES DONNÉES SPÉCIFIQUES AU GOLFE DU MEXIQUE ET À LA CÔTE EST DES ÉTATS-UNIS NE SONT PAS DISPONIBLES; OUTEFOIS, LES COÛTS DANS LE GOLFE DU MEXIQUE ET SUR LA CÔTE EST DES ÉTATS-UNIS SONT LÉGÈREMENT INFÉRIEURS À LA MOYENNE AMÉRICAINE, ET L'AVANTAGE CANADIEN DEVRAIT DONC ÊTRE LÉGÈREMENT INFÉRIEUR À CELUI INDICÉ DANS LE GRAPHIQUE CI-DESSUS.

## ATTACHMENT II

## MARKET PRICE OF CANADIAN CRUDE

Canadian crude would compare in quality and price with North Sea Brent Crude delivered into Montreal, or West Texas Intermediate Crude delivered into Chicago. Exchange rate assumed to be \$1C = \$0.78 U.S.

## 1. Montreal (North Sea Brent)

|                    |                  |                  |
|--------------------|------------------|------------------|
| posted price       | \$30.00 U.S.     |                  |
| delivered to Mont. | <u>1.86 U.S.</u> |                  |
|                    | \$31.86 U.S.     | \$40.85 Canadian |

|                                       |                |  |
|---------------------------------------|----------------|--|
| less delivery cost Sarnia to Montreal | 0.25           |  |
| market price in Sarnia                | <u>\$40.60</u> |  |

\*U.S. Average R.A.C.      \$28.75 U.S.      \$36.86 Canadian

$$\text{Ratio } \frac{40.60}{36.86} = \underline{110.1\%}$$

## 2. Chicago (West Texas Intermediate):

|                        |                  |  |
|------------------------|------------------|--|
| posted price, wellhead | \$30.00 U.S.     |  |
| delivered to Chicago   | <u>1.00 U.S.</u> |  |
|                        | \$31.00          |  |

|                        |                     |                  |
|------------------------|---------------------|------------------|
| delivery to Sarnia     | <u>0.26 U.S.</u>    |                  |
| market price in Sarnia | <u>\$31.26 U.S.</u> | \$40.08 Canadian |

\*U.S. Average R.A.C.      \$28.75 U.S.      \$36.86 Canadian

$$\text{Ratio: } \frac{40.08}{36.86} = \underline{108.7\%}$$

\*U.S. Average Refinery Acquisition Cost.

## PIÈCE JOINTE II

## PRIX MARCHAND DU BRUT CANADIEN

Le brut canadien se comparerait au niveau de la qualité et du prix au brut Brent de la mer du Nord livré à Montréal, ou au brut intermédiaire de l'Ouest du Texas livré à Chicago. On retient le taux de change suivant: 1 \$ CAN = 0,78 \$ É.-U.

## 1. Montréal (Brent de la mer du Nord)

|                  |                      |               |
|------------------|----------------------|---------------|
| prix affiché     | 30,00 \$ É.-U.       |               |
| livré à Montréal | <u>1,86 \$ É.-U.</u> |               |
|                  | 31,86 \$ É.-U.       | 40,85 \$ Can. |

|   |                 |  |
|---|-----------------|--|
| moins coût de livraison, de Sarnia à Montréal | <u>0,25</u>     |  |
| prix marchand à Sarnia                        | <u>40,60 \$</u> |  |

\*R.A.C. moyen É.-U.      28,75 \$ É.-U.      36,86 \$ Can.

$$\text{Rapport: } \frac{40,60}{36,86} = \underline{110,1\%}$$

## 2. Chicago (Intermédiaire de l'Ouest du Texas):

|                             |                      |  |
|-----------------------------|----------------------|--|
| prix affiché, tête de puits | 30,00 \$ É.-U.       |  |
| livré à Chicago             | <u>1,00 \$ É.-U.</u> |  |
|                             | 31,00 \$ É.-U.       |  |

|                        |                       |               |
|------------------------|-----------------------|---------------|
| livré à Sarnia         | <u>0,26 \$ É.-U.</u>  |               |
| prix marchand à Sarnia | <u>31,26 \$ É.-U.</u> | 40,08 \$ Can. |

\*R.A.C. moyen É.-U.      28,75 \$ É.-U.      36,86 \$ Can.

$$\text{Rapport: } \frac{40,08}{36,86} = \underline{108,7\%}$$

\*Coût moyen d'acquisition pour la raffinerie américaine.

## APPENDIX "ENR-16D"

TOWARDS A NATIONAL ELECTRICAL  
ENERGY MARKETING AGENCY

Submitted to: Senate Committee on  
Energy and Natural Resources

By: Department of Energy and Forestry  
Government of Prince Edward Island  
Hon. Frederick L. Driscoll

June 1984

Towards A National Electrical Energy Marketing Agency

## Executive Summary

1. Unlike the case for oil or natural gas, regional variations in the price of electricity are profound.

2. On constitutional and historical considerations, the reduction of regional disparities in the price of a commodity as essential as electricity should be a goal of all governments in Canada.

3. Disparities might be reduced if a National Electrical Energy Marketing Agency were created. This Agency would purchase all secondary (economy) energy sold between provinces in Canada, and resell the energy to purchasing utilities at a blended price.

4. If such an Agency had been in operation in 1983, significant benefits would have been realized in the Maritime Provinces, offset by very slight disbenefits in central and western Canada.

5. The concept of a National Electrical Energy Marketing Agency merits immediate detailed consideration by all parties that would be affected by its implementation.

## INTRODUCTION

Canadian energy systems are characterized by three major energy currencies<sup>(1)</sup> namely liquid hydrocarbons, natural gas and electricity. National energy policy in respect of oil and natural gas is that the price should be "blended" such that, no matter what the cost at source, the product is delivered to consumers at a price which reflects only differences in transportation costs before provincial taxes are added. In the case of electricity, our most versatile energy currency, no blending occurs, and provincial prices are determined by the cost of generation, transmission and distribution, within the province, modified by whatever inter-utility arrangements can be made between adjacent provinces. The result of this situation is clearly indicated in Table 1, which shows that in 1983 the variation in the price of electricity between provinces varied by about three times more than that for natural gas, and by about twenty-five times more than that for home heating oil.

With the passage of time, electricity will undoubtedly come to occupy a more important and central position in the energy mix, such that the need for some arrangement to reduce price disparities will become more apparent. While it would

## ANNEXE «ERN-16D»

VERS UNE AGENCE NATIONALE  
DE COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE  
ÉLECTRIQUE

Présenté: au Comité sénatorial de  
l'énergie et des ressources naturelles  
par: le ministère de l'Énergie et des Forêts  
Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard  
L'honorable Frederick L. Driscoll

Juin 1984

Vers une agence nationale de commercialisation de l'énergie  
électrique

## Résumé administratif

1. En regard du pétrole et du gaz naturel, les variations régionales du prix de l'électricité sont importantes.

2. Pour des considérations d'ordre constitutionnel et historique, la réduction des disparités régionales au niveau du prix d'un produit aussi essentiel que l'électricité, devrait être recherchée par tous les gouvernements au Canada.

3. Les disparités pourraient être réduites par la création d'une agence nationale de commercialisation de l'énergie électrique, qui achèterait toute l'énergie secondaire (économique) vendue entre les provinces, au Canada, et revendrait cette énergie aux services publics acheteurs à un prix harmonisé.

4. Si un tel organisme avait existé en 1983, des bénéfices importants auraient été réalisés dans les Provinces Maritimes, avantages compensés par des pertes très légères dans le Centre et dans l'Ouest du Canada.

5. Le projet de création d'une agence nationale de commercialisation de l'énergie électrique mérite un examen approfondi immédiat par toutes les parties susceptibles d'être touchées par sa mise en œuvre.

## INTRODUCTION

Les systèmes énergétiques canadiens sont caractérisés par trois grands cours ou monnaies énergétiques<sup>(1)</sup>, soit les hydrocarbures liquides, le gaz naturel et l'électricité. La politique énergétique nationale concernant le pétrole et le gaz naturel veut que le prix soit «harmonisé» de façon à ce que, peu importe le coût à la source, le produit soit livré aux consommateurs à un prix reflétant uniquement la différence au niveau des coûts de transport, avant d'y ajouter les taxes provinciales. Dans le cas de l'électricité, notre cours énergétique le plus versatile, il n'y a aucune harmonisation, et les prix provinciaux sont déterminés par les coûts de production, de transport et de distribution, à l'intérieur de la province, modifiés par les divers accords entre services publics, conclus entre provinces voisines. Le résultat de cette situation est bien illustré au Tableau 1; on y constate qu'en 1983, le prix de l'électricité entre les provinces a varié environ trois fois plus que celui du gaz naturel, et environ vingt-cinq fois plus que celui du mazout.

Avec le temps, l'électricité occupera vraisemblablement une place plus importante et plus centrale dans l'éventail énergétique et la nécessité d'un arrangement pour réduire les disparités de prix deviendra donc plus manifeste. Même si, en théorie, ce



undoubtedly be a good thing, in theory, if all Canadians paid about the same rates for electricity, the constitutional and infrastructural setting of Canada is such that the degree of government intervention necessary to achieve this goal would be effectively impossible (and in fact probably not desirable).

serait une bonne chose que tous les Canadiens payent à peu près les mêmes tarifs d'électricité, le contexte constitutionnel et infrastructurel du Canada est tel que l'importance de l'intervention gouvernementale nécessaire à la réalisation de cet objectif serait en fait impossible à concrétiser (et en fait probablement pas souhaitable).

TABLE 1: COMPARATIVE ENERGY PRICES IN CANADA  
(comparative index in brackets, Average = 100) for 1983

|                         | Home-Heating<br>Oil (¢/l) | Natural Gas<br>Res. (\$/10 cu.m) | Electricity (Res.)<br>(\$/750 kW.h/ Mo.) | Electricity (Ind.)<br>(\$/400,000 kW.h/ Mo.) |
|-------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|--|
| Nfld.                   | 35.1 (104)                | —                                | 44.25 (112)                              | 17,499.81 (099)                              |
| P.E.I.                  | 33.7 (100)                | —                                | 84.68 (213)                              | 41,171.07 (234)                              |
| N.S.                    | 33.5 (100)                | —                                | 44.93 (113)                              | 18,584.98 (106)                              |
| N.B.                    | 33.5 (100)                | —                                | 41.28 (104)                              | 16,912.05 (096)                              |
| Que.                    | 33.5 (100)                | 2.44 (131)                       | 29.10 (073)                              | 15,169.50 (086)                              |
| Ont.                    | 32.8 (098)                | 2.29 (123)                       | 30.99 (078)                              | 13,802.58 (078)                              |
| Man.                    | 33.4 (099)                | 1.86 (100)                       | 24.67 (062)                              | 9,257.30 (053)                               |
| Sask.                   | 32.5 (097)                | 1.45 (078)                       | 29.19 (074)                              | 15,027.04 (085)                              |
| Alta.                   | —                         | 1.36 (073)                       | 34.27 (086)                              | 15,736.94 (089)                              |
| B.C.                    | 34.3 (102)                | 1.74 (094)                       | 33.32 (084)                              | 12,966.59 (074)                              |
| Comparative Index Range | 7                         | 58                               | 151                                      | 181  |

Source: *Energy Statistics Handbook*, Energy, Mines and Resources Canada.

TABEAU 1: PRIX COMPARATIFS DE L'ÉNERGIE AU CANADA  
(indice comparatif entre parenthèses, Moyenne = 100) pour 1983

|                                     | Mazout utilisé<br>pour le chauffage<br>des résidences<br>(¢/l) | Gaz naturel<br>Secteur<br>résidentiel<br>(\$/10m <sup>3</sup> ) | Électricité<br>Secteur<br>résidentiel<br>(\$/750 kW.h/ mois) | Électricité<br>(Secteur<br>industriel<br>(\$/400 000 kW.h/ mois) |
|-------------------------------------|--|---|--|--|
| Terre-Neuve                         | 35,1 (104)   | —   | 44,25 (112)  | 17 499,81 (099)  |
| Î.-P.-É.                            | 33,7 (100)   | —   | 84,68 (213)  | 41 171,07 (234)  |
| N.-É.                               | 33,5 (100)   | —   | 44,93 (113)  | 18 584,98 (106)  |
| N.-B.                               | 33,5 (100)   | —   | 41,28 (104)  | 16 912,05 (096)  |
| Québec                              | 33,5 (100)   | 2,44 (131)  | 29,10 (073)  | 15 169,50 (086)  |
| Ontario                             | 32,8 (098)   | 2,29 (123)  | 30,99 (078)  | 13 802,58 (078)  |
| Manitoba                            | 33,4 (099)   | 1,86 (100)  | 24,67 (062)  | 9 257,30 (053)   |
| Sask.                               | 32,5 (097)   | 1,45 (078)  | 29,19 (074)  | 15 027,04 (085)  |
| Alberta                             | —  | 1,36 (073)  | 34,27 (086)  | 15 736,94 (089)  |
| C.-B.                               | 34,3 (102)   | 1,74 (094)  | 33,32 (084)  | 12 966,59 (074)  |
| Éventail de l'indice de comparaison | 7  | 58  | 151  | 181  |

Source: *Manuel de données statistiques sur l'énergie*, Énergie, Mines et Ressources Canada.

(1) An energy currency (or energy carrier) is distinct from an energy source and resembles a momentary currency in that it can be won from a variety of sources, stored to a greater or lesser extent, and "spent" in a variety of ways. Thus liquid hydrocarbons may be won from conventional or heavy oil deposits, oil sands, or by conversion from coal, oil shales or biomass. After refining they may be stored until needed for use in transportation or heating applications.

(1) Un cours énergétique (ou un porteur d'énergie) est distinct d'une source d'énergie et ressemble à un cours momentané (ou une monnaie) du fait qu'il peut être généré à partir d'une variété de sources, stocké dans une mesure plus ou moins grande et dépensé de plusieurs façons. Ainsi, les hydrocarbures liquides peuvent être tirés de gisements conventionnels ou de gisements de pétrole lourd, de sables pétrolifères ou encore être obtenus par la transformation du charbon, des schistes pétrolifères ou de la biomasse. Après le raffinage, les produits peuvent être stockés jusqu'à ce qu'ils soient requis pour servir à des fins de transport ou de chauffage.

There is one area in which interprovincial action could result in a significant reduction in regional disparities without a large expenditure of public money and without serious negative impact on any provincial utilities: the creation of a National Electrical Energy Marketing Agency. The function of this Agency would be to purchase all secondary (economy) energy sold between utilities interconnected at provincial boundaries. The purchases would be made at rates specified in existing agreements, such that the selling utility would realize the same income per kW.h of electricity sold as would otherwise have been the case. The Agency would "blend" the price of the energy it purchases and resell it to the purchasing utilities at the blended price.

Electricity rates in all provinces would be affected, at least in theory. If the scheme had been applied to actual sales in 1983, rates could have decreased in some provinces by as much as 17 per cent while increasing in others by less than one per cent.

## HISTORICAL AND CONSTITUTIONAL PERSPECTIVE

Canada was founded as a federal state, to allow for provincial differences while emphasizing the need to equalize opportunities. The cooperative approach to giving the country its economic foundations began before confederation with the building of the colonial canal systems, and it continued during the railway building years that gave Canada its first great unifying economic tool, a transcontinental rail network.

The historical development of the Canadian regions was dependent upon fiscal cooperation as well. Early on, the provinces decided against inter-provincial tariffs on the movement of goods. The intention was to permit the development of agriculture and industry in all regions of Canada. This same principle was carried further in the development of the equalization payments system by which it is intended that all regions be provided with a minimum level and quality of public services.

This national commitment was formally supported in Section 36 of the Canadian Charter of Rights and Freedoms (Constitution Act, 1982):

36. (1) Without altering the legislative authority of Parliament or of the provincial legislatures, or the rights of any of them with respect to the exercise of their legislative authority, Parliament and the legislatures, together with the government of Canada and the provincial governments, are committed to

- (a) promoting equal opportunities for the well-being of Canadians;
- (b) furthering economic development to reduce disparity in opportunities; and
- (c) providing essential public services of reasonable quality to all Canadians.

(2) Parliament and the Government of Canada are committed to the principle of making equalization payments to ensure that provincial governments have sufficient revenues

Il y a un domaine où l'initiative interprovinciale pourrait se traduire par une réduction significative des disparités régionales, sans un déboursé important de fonds publics et sans incidence négative sérieuse pour l'un ou l'autre des services publics provinciaux: il s'agit de la création d'une Agence nationale de commercialisation de l'énergie électrique. Cette agence aurait pour mandat d'acheter toute l'énergie secondaire (économique) vendue par les services publics reliés au réseau, au niveau des limites provinciales. Les acquisitions se feraient à des tarifs précisés dans les accords existants, et le vendeur toucherait donc le même revenu par kW.h d'électricité vendue. L'Agence harmoniserait le prix de l'énergie achetée et revendrait celle-ci aux services publics, au prix harmonisé.

Les tarifs d'électricité dans toutes les provinces seraient influencés, du moins en théorie. Si ce régime avait été appliqué aux ventes faites en 1983, les tarifs auraient pu baisser de 17 p. 100 dans certaines provinces, tout en augmentant de moins de 1 p. 100 dans d'autres.

## PERSPECTIVE HISTORIQUE ET CONSTITUTIONNELLE

Le Canada a été constitué comme état fédéral, de façon à permettre les différences provinciales tout en insistant sur la nécessité d'offrir des chances égales. La démarche commune visant à donner au pays ses assises économiques a commencé avant la Confédération, avec la construction des réseaux coloniaux de canaux, et elle s'est poursuivie à l'époque de la construction des chemins de fer qui ont donné au Canada son premier grand instrument d'unification économique, un réseau ferroviaire transcontinental.

L'évolution historique des régions canadiennes a également reposé sur la coopération fiscale. Au tout début, les provinces ont décidé de ne pas imposer de tarifs provinciaux pour restreindre la circulation des marchandises, afin de permettre le développement agricole et industriel dans toutes les régions du Canada. Ce même principe a été étendu par l'adoption d'un régime de péréquation visant à faire en sorte que toutes les régions soient dotées d'un minimum de services publics, de qualité acceptable.

Cet engagement national a été précisé officiellement dans l'article 36 de la Charte canadienne des droits et libertés (Loi constitutionnelle de 1982):

36. (1) Sous réserve des compétences législatives du Parlement et des législatures et de leur droit de les exercer, le Parlement et les législatures, ainsi que les gouvernements fédéral et provinciaux, s'engagent à:

- a) promouvoir l'égalité des chances de tous les Canadiens dans la recherche de leur bien-être;
- b) favoriser le développement économique pour réduire l'inégalité des chances;
- c) fournir à tous les Canadiens, à un niveau de qualité acceptable, les services publics essentiels.

(2) Le Parlement et le gouvernement du Canada prennent l'engagement de principe de faire des paiements de péréquation propres à donner aux gouvernements provinciaux des revenus suffisants pour les mettre en mesure d'assurer les



to provide reasonably comparable levels of public services at reasonably comparable levels of taxation.

A more specific commitment to the principle of mutual support is found in Section 92A of the Constitution Act, 1867 (added by the Constitution Act, 1982):

92A. (2) In each province, the legislature may make laws in relation to the export from the province to another part of Canada of . . . the production from facilities in the province for the generation of electrical energy, but such laws may not authorize or provide for discrimination in prices or in supplies exported to another part of Canada.

Electrical energy is now sold between provinces at prices that vary according to the destination. These prices are determined under interconnection agreements which do not have the force of laws made by the legislatures and are not, therefore, affected by Section 92A. Nevertheless, the philosophy behind this Section and the long-range intent of its signatories are clear. The effect of the present conventions under which electricity is traded between provinces is to frustrate that intent.

Finally, notwithstanding the exclusivity of powers assigned to the provincial governments, it must be remembered that the federal government has a permanent role to play in achieving the goals of nationhood, and in particular in reducing regional disparities. Section 91 of the Constitution Act, 1982, which relates to the legislative powers of parliament to make laws for the peace, order and good government of Canada, gives the Parliament of Canada exclusive legislative authority in the regulation of trade and commerce.

#### A NATIONAL ELECTRICAL ENERGY MARKETING AGENCY

The concept of a National Electrical Energy Marketing Agency (NEEMA) was inspired in part by the Electric Energy Marketing Act which was passed by the Legislative Assembly of Alberta in 1981. The intent of the Alberta Act is that the Provincial Agency reduce rate differences among consumer groups in that province by equalizing power rates at the wholesale level before distribution. The Agency does this by purchasing electricity produced by a utility at its cost, and then immediately reselling the same power back at a price that is uniform throughout the province.

In the case of NEEMA, complete equalization of rates would not be possible, because the National agency could only operate in respect of interprovincial sales, and would only purchase secondary (economy) energy for resale. NEEMA could go so far as to play the role of an interprovincial dispatch agency, maintaining an ongoing awareness of the generating systems involved in secondary energy purchases and sales. The elements of NEEMA's operation would be as follows:

1. Utilities would offer surplus energy to interconnected utilities in adjacent provinces on the same basis as is now the case—that is, using the split-increment or other formula as specified in whatever agreements may apply.

services publics à un niveau de qualité et de fiscalité sensiblement comparables.

On retrouve un engagement plus spécifique au principe du soutien mutuel dans l'Article 92A de la Loi constitutionnelle de 1867 (complétée par la Loi constitutionnelle de 1982):

92A. (2) La législature de chaque province a compétence pour légiférer en ce qui concerne l'exportation, hors de la province, à destination d'une autre partie du Canada, de . . . la production d'énergie électrique, sous réserve de ne pas adopter de lois autorisant ou prévoyant des disparités de prix ou des disparités dans les exportations destinées à une autre partie du Canada.

L'énergie électrique est maintenant vendue entre les provinces à des prix qui varient selon la destination de l'énergie. Ces prix sont déterminés en vertu d'accords d'interconnexion qui n'ont pas la force des lois adoptées par les assemblées législatives et qui ne sont donc pas influencés par l'Article 92A. Néanmoins, l'esprit qui anime cet article et l'intention à long terme des auteurs sont évidents. L'effet des conventions actuelles qui régissent le commerce de l'électricité entre les provinces va à l'encontre de cet esprit.

Enfin, nonobstant l'exclusivité des pouvoirs attribués aux gouvernements provinciaux, il faut se rappeler que le gouvernement fédéral a un rôle soutenu à jouer pour réaliser les objectifs de la nation, et, notamment, pour réduire les disparités régionales. L'article 91 de la Loi constitutionnelle de 1982 qui traite de l'autorité législative du Parlement d'adopter des lois pour assurer la paix, l'ordre et le bon gouvernement du Canada, accorde au Parlement du Canada le pouvoir législatif exclusif en matière de réglementation du commerce.

#### UNE AGENCE NATIONALE DE COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Le projet d'Agence nationale de commercialisation de l'énergie électrique (ANCÉE) a été inspiré notamment par la Loi sur la commercialisation de l'énergie électrique, adoptée par l'Assemblée législative de l'Alberta en 1981. Cette loi albertaine avait pour objet de faire en sorte que l'Agence provinciale réduise les écarts de tarifs entre les divers groupes de consommateurs, dans cette province, en uniformisant les tarifs d'électricité au niveau de la vente en gros, avant la distribution. Pour ce faire, l'Agence achète l'électricité produite par un service public, au prix coûtant, puis la revend immédiatement à un prix uniforme par toute la province.

Dans le cas de l'ANCÉE, l'uniformisation complète des tarifs ne serait pas possible, puisque l'Agence nationale ne pourrait œuvrer qu'au niveau des ventes interprovinciales et qu'elle n'achèterait que de l'énergie secondaire (économique) destinée à la revente. L'Agence ne pourrait que jouer le rôle de répartiteur interprovincial et suivre l'évolution des systèmes de production d'électricité participant aux achats et aux ventes d'énergie secondaire. Le mode de fonctionnement de l'Agence serait le suivant:

1. Les services publics offriraient l'énergie excédentaire aux services publics des provinces voisines reliées au réseau, tout comme à l'heure actuelle, c'est-à-dire en utilisant la formule mixte croissante ou une autre formule, précisée dans les ententes applicables.



2. Energy accepted by the receiving utility would be bought and paid for, not by the receiving utility, but by NEEMA.

3. NEEMA would average the price of energy it purchased per unit time on a suitable basis, and sell the energy to the receiving utilities at that average price. The total selling price per unit time would equal the total purchase price for the same unit time.

4. International power sales would not be affected.

5. Internal operation of the utility would not be affected. Regulation of the utilities, where applicable, would not be affected.

The unit time period over which weighted average prices would be calculated would depend upon the nature of existing interconnection agreements and might involve some compromises, but would most likely be hourly. NEEMA's activities would be defined and constrained by provincial agreement or federal legislation and it would be directed by a Board consisting of representatives appointed from all governments involved. The cost of operating NEEMA would most probably be borne by the Government of Canada.

## IMPACT OF THE PLAN

In a retrospective sense, the impact of the plan can be assessed by examining what would have been its impact on rates in a "snapshot" year of actual sales. The most recent year for which this can be done is 1983, and the results are depicted in Table 2. The advantage or disadvantage to each province under the plan is expressed as a percentage of internal sales, which would translate into rate increases or decreases under ideal circumstances.

Briefly, the Maritime provinces would benefit from the scheme, Quebec would break even, and the provinces west of Quebec would suffer disbenefits. The benefits and disbenefits would not be felt equally by all participants, however. Prince Edward Island would see rate decreases of over 17 per cent and New Brunswick would benefit by about 5 per cent. Ontario and the western provinces would see rate increases (theoretically) of less than one per cent. It is noteworthy that these disbenefits are far outweighed by the comparative advantage in rates now enjoyed by those same provinces. The province that would stand to gain the most, Prince Edward Island, is the province that now has by far the highest electricity rates in Canada.

Table 2 considers only secondary energy. There are many degrees of "firmness" in electrical energy sales, however, and it might prove appropriate that somewhat more or less energy be transacted under NEEMA than is shown in Table 2. For information purposes, the reader is referred to Tables 2A and 2B in the Appendix. These tables portray the effect of involving NEEMA in both firm and secondary transactions - 2A including Newfoundland and 2B excluding Newfoundland. In both cases the impacts of NEEMA are magnified, although with Newfoundland included the disbenefits are skewed towards Quebec.

2. L'énergie acceptée par le service public récepteur serait achetée et payée, non pas par celui-ci, mais par l'Agence.

3. L'ANCÉE établirait une moyenne du prix de l'énergie achetée par unité temporelle, sur une base appropriée, et vendrait l'énergie aux services publics récepteurs, à ce prix moyen. Le prix de vente total par unité temporelle serait égal au prix d'achat total de cette même unité temporelle.

4. Les ventes internationales d'énergie ne seraient pas touchées.

5. L'exploitation interne du service public ne serait pas affectée. La réglementation des services publics, là où elle s'applique, ne serait pas touchée.

La période d'unité temporelle retenue à des fins de calcul de prix moyens pondérés dépendrait de la nature des accords d'interconnexion en vigueur et pourrait comporter certains compromis, mais il s'agirait fort vraisemblablement de la base horaire. Les activités de l'ANCÉE seraient définies et limitées par des accords provinciaux ou par la voie législative fédérale, et elles seraient dirigées par un Conseil d'administration formé de représentants désignés par tous les gouvernements participants. Le coût de l'exploitation de l'ANCÉE serait vraisemblablement assumé par le Gouvernement du Canada.

## INCIDENCE DU PROJET

Dans une optique de rétrospective, on peut apprécier les répercussions de ce projet en examinant quelle en aurait été l'influence sur les tarifs pour une année précise de ventes réelles. 1983 est l'année la plus récente pouvant être utilisée à cette fin et le Tableau 2 présente les résultats d'un tel examen. L'avantage ou le désavantage du projet, pour chaque province, est exprimé sous forme de pourcentage des ventes internes, qui se traduirait par des hausses ou des baisses de tarifs dans un contexte idéal.

En résumé, les Provinces Maritimes profiteraient du régime, la situation au Québec demeurerait la même, et les provinces situées à l'ouest du Québec enregistreraient certains désavantages. Toutefois, les avantages et les désavantages ne toucheraient pas uniformément tous les participants. L'Île-du-Prince-Édouard enregistrerait des baisses de tarif supérieures à 17p. 100 alors que le Nouveau-Brunswick enregistrerait des baisses d'environ 5p. 100. L'Ontario et les provinces de l'Ouest enregistreraient des hausses (théoriques) inférieures à 1p. 100. Notons que ces désavantages sont nettement compensés par l'avantage tarifaire relatif dont jouissent actuellement certaines de ces provinces. La province susceptible d'être la plus favorisée par ce régime, l'Île-du-Prince-Édouard, est celle où les tarifs d'électricité sont actuellement les plus élevés au pays.

Le Tableau 2 ne tient compte que de l'énergie secondaire. Les ventes d'énergie électrique contiennent toutefois plusieurs niveaux de «garantie» et il pourrait s'avérer approprié que les transactions faites dans le cadre de l'ANCÉE visent des quantités d'énergie plus ou moins importantes que celles indiquées au Tableau 2. À des fins d'information, le lecteur consultera les Tableaux 2A et 2B de l'Annexe, qui illustrent les incidences d'une participation de l'ANCÉE sur des transactions d'énergie ferme et secondaire; 2A inclut Terre-Neuve alors que 2B l'exclut. Dans les deux cas, les répercussions de l'ANCÉE sont amplifiées, mais lorsqu'on inclut Terre-Neuve, les désavantages sont déplacés vers le Québec.

The other major concern to be addressed is the effect of the plan on future secondary energy sales. Those provinces benefiting from the plan will be encouraged to maximize their purchases of secondary energy, and this will be to the advantage of the selling provinces. Thus, Quebec and New Brunswick may be encouraged to look for expanded markets farther east. In Ontario and the western provinces, the relatively small

L'autre grande préoccupation à envisager est l'influence du projet sur les ventes éventuelles d'énergie secondaire. Les provinces qui profitent du plan seront incitées à maximiser leurs acquisitions d'énergie secondaire, ce qui profitera également aux provinces vendeuses. Ainsi, le Québec et le Nouveau-Brunswick pourraient bien être incités à rechercher des marchés plus importants, plus à l'Est. En Ontario et dans les pro-

TABLE 2: IMPORTS AND PRICES OF SECONDARY POWER BY PROVINCE FOR 1983<sup>(1)</sup>, AND IMPACTS WITH A NATIONAL ELECTRICAL ENERGY MARKETING AGENCY (NEEMA) IN PLACE

| Purchasing Province | MW.h (Rate, ¢/kW.h) | Weighted Avg.<br>Rate, ¢/kW.h | Benefit (Disbenefit) Under NEEMA: |                                    |
|---------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
|                     |                     |                               | Purchase Rate                     | % of internal sales <sup>(2)</sup> |
| N.B. (from N.S.)    | 56,850 (7.15)       | 2.41                          | 4.74                              | 0.77                               |
| N.B. (from Que.)    | 3,966,107 (2.79)    | 2.41                          | 0.38                              | 4.6                                |
| N.S. (from N.B.)    | 672,183 (3.24)      | 2.41                          | 0.83                              | 1.54                               |
| P.E.I. (from N.B.)  | 378,909 (5.08)      | 2.41                          | 2.67                              | 17.56                              |
| Ont. (from Que.)    | 1,689,494 (1.41)    | 2.41                          | (1.00)                            | (0.48)                             |
| Ont. (from Man.)    | 760,888 (1.12)      | 2.41                          | (1.29)                            | (0.28)                             |
| Man. (from Sask.)   | 100,314 (0.78)      | 2.41                          | (1.63)                            | (0.51)                             |
| Sask. (from Man.)   | 295,808 (1.53)      | 2.41                          | (0.88)                            | (0.70)                             |
| Alta. (from B.C.)   | 130,137 (1.08)      | 2.41                          | (1.33)                            | (0.17)                             |
| B.C. (from Alta.)   | 43,059 (0.16)       | 2.41                          | (2.25)                            | (0.09)                             |

Notes: (1) Preliminary Data.

(2) Per cent of internal sales approximates the rate change to customers that would be experienced if the benefit/disbenefit were passed on to all customers in the system. Where a province purchases from two other provinces, the benefits/disbenefits are additive, as shown by brace brackets.

TABLEAU 2: IMPORTATIONS ET PRIX DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE SECONDAIRE, PAR PROVINCE, POUR 1983 <sup>(1)</sup>, ET INCIDENCES DE LA MISE EN PLACE D'UNE AGENCE NATIONALE DE COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE (ANCÉE)

| Province acheteuse  | MW.h (tarif, ¢/kW.h) | Moyenne pondérée<br>Tarif, ¢/kW.h | Avantage (désavantage) avec ANCÉE: |  |
|---------------------|----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--|
|                     |                      |                                   | Avantage (désavantage)             | Tarif d'acquisition<br>% de ventes internes <sup>(2)</sup> |
| N.-B. (de la N.-É.) | 56,850 (7.15)        | 2.41                              | 4.74                               | 0.77   |
| N.-B. (du Qué.)     | 3,966,107 (2.79)     | 2.41                              | 0.38                               | 4.6  |
| N.-É. (du N.-B.)    | 672,183 (3.24)       | 2.41                              | 0.83                               | 1.54   |
| Î.-P.-É. (du N.-B.) | 378,909 (5.08)       | 2.41                              | 2.67                               | 17.56  |
| Ont. (du Qué.)      | 1,689,494 (1.41)     | 2.41                              | (1.00)                             | (0.48)   |
| Ont. (du Man.)      | 760,888 (1.12)       | 2.41                              | (1.29)                             | (0.28)   |
| Man. (de la Sask.)  | 100,314 (0.78)       | 2.41                              | (1.63)                             | (0.51)   |
| Sask. (du Man.)     | 295,808 (1.53)       | 2.41                              | (0.88)                             | (0.70)   |
| Alb. (de la C.-B.)  | 130,137 (1.08)       | 2.41                              | (1.33)                             | (0.17)   |
| C.-B. (de l'Alb.)   | 43,059 (0.16)        | 2.41                              | (2.25)                             | (0.09)   |

Remarques: 1) Données préliminaires.

2) Le pourcentage des ventes internes correspond en gros au changement de tarif qu'enregistreraient les consommateurs si les avantages/désavantages étaient impartis à tous les clients du réseau. Lorsqu'une province achète de deux autres provinces, les avantages/désavantages s'ajoutent, comme l'indiquent les chiffres réunis par les accolades.

impact of the scheme might not greatly change the pattern of energy transfers. Rigorous analysis will be necessary to determine, in detail, the probable impact of the plan on the supply and demand of secondary energy in Canada.

Over the long term, the plan should have no significant impact on capacity additions in provinces which are net purchasers of electricity. Utilities will continue to find it necessary to be able to meet their own capacity requirements including reserve, and it will remain advantageous from every aspect to ensure that those additions are the lowest cost alternatives available. The impact of the presence of NEEMA on negotiations or re-negotiations of interconnection agreements needs to be carefully assessed on a province-by-province basis.

## RECOMMENDATIONS

It is recommended:

1. That the Senate Committee on Energy and Natural Resources endorse in principle the goal of greater equalization of electricity rates in Canada.
2. That the Senate Committee on Energy and Natural Resources recommend that the Government of Canada review the concept of a National Electrical Energy Marketing Agency in a quantitative fashion and report to Parliament on the results of that review.

vinces de l'Ouest, l'influence relativement réduite du programme pourrait bien ne pas changer beaucoup le profil des transferts d'énergie. Une analyse rigoureuse sera nécessaire pour déterminer, en détail, les répercussions probables du programme sur l'approvisionnement et la demande d'énergie secondaire au Canada.

A long terme, le projet ne devrait pas avoir d'incidences significatives sur les ajouts de capacité dans les provinces qui sont des acheteurs nets d'électricité. Les services publics continueront de vouloir satisfaire leurs propres besoins, notamment au niveau des réserves, et il demeurera avantageux, sur tous les plans, de s'assurer que ces ajouts se fassent de la façon la moins coûteuse possible. Les incidences de la présence de l'ANCÉE sur les négociations ou les renégociations d'accords d'interconnexion devront faire l'objet d'une évaluation attentive, province par province.

## RECOMMANDATIONS

Nous recommandons:

1. que le Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles appuie en principe l'objectif d'une plus grande uniformisation des tarifs d'électricité au Canada,
2. et qu'il recommande au Gouvernement du Canada d'étudier la possibilité de créer une Agence nationale de commercialisation de l'énergie électrique, dans une perspective quantitative, et de communiquer au Parlement les résultats de cette étude.



TABLE 2A: IMPORTS AND PRICES OF FIRM AND SECONDARY POWER BY PROVINCE FOR 1983<sup>(1)</sup>, AND IMPACTS WITH A NATIONAL ELECTRICAL ENERGY MARKETING AGENCY (NEEMA) IN PLACE

| Purchasing Province | MW.h (Rate, ¢/kW.h) | Weighted Avg.<br>Rate, ¢/kW.h | Benefit (Disbenefit) Under NEEMA: |                                    |
|---------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
|                     |                     |                               | Purchase Rate                     | % of internal sales <sup>(2)</sup> |
| N.B. (from N.S.)    | 56,850 (7.15)       | 0.80                          | 6.35                              | 1.04                               |
| N.B. (from Que.)    | 3,966,186 (2.79)    | 0.80                          | 1.99                              | 22.87                              |
| N.S. (from N.B.)    | 672,183 (3.24)      | 0.80                          | 2.44                              | 4.53                               |
| P.E.I. (from N.B.)  | 390,451 (5.23)      | 0.80                          | 4.43                              | 30.03                              |
| Que. (from Nfld.)   | 31,228,753 (0.29)   | 0.80                          | (0.51)                            | (5.16)                             |
| Ont. (from Que.)    | 5,373,508 (1.45)    | 0.80                          | 0.65                              | 1.00                               |
| Ont. (from Man.)    | 937,528 (1.37)      | 0.80                          | 0.57                              | 0.15                               |
| Man. (from Sask.)   | 100,314 (0.78)      | 0.80                          | (0.02)                            | (0.01)                             |
| Sask. (from Man.)   | 391,083 (1.52)      | 0.80                          | 0.72                              | 0.76                               |
| Alta. (from Sask.)  | 3,069 (4.37)        | 0.80                          | 3.57                              | 0.01                               |
| Alta. (from B.C.)   | 134,943 (1.16)      | 0.80                          | 0.36                              | 0.05                               |
| B.C. (from Alta.)   | 43,358 (0.19)       | 0.80                          | (0.61)                            | (0.02)                             |

Notes: (1) Preliminary Data.

(2) Per cent of internal sales approximates the rate change to customers that would be experienced if the benefit/disbenefit were passed on to all customers in the system. Where a province purchases from two other provinces, the benefits/disbenefits are additive, as shown by brace brackets.

TABLEAU 2A: IMPORTATIONS ET PRIX DE L'ÉNERGIE FERME ET SECONDAIRE PAR PROVINCE, POUR 1983<sup>(1)</sup>, ET INCIDENCES D'UNE AGENCE NATIONALE DE COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE (ANCÉE)

| Province acheteuse  | MW.h (tarif, ¢/kW.h) | Moyenne pondérée<br>Tarif, ¢/kW.h | Avantage (désavantage) avec ANCÉE: |  |
|---------------------|----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--|
|                     |                      |                                   | Avantage (désavantage)             | Tarif d'acquisition<br>% de ventes internes <sup>(2)</sup> |
| N.-B. (de la N.-É.) | 56,850 (7.15)        | 0.80                              | 6.35                               | 1.04   |
| N.-B. (du Qué.)     | 3,966,186 (2.79)     | 0.80                              | 1.99                               | 22.87  |
| N.-É. (du N.-B.)    | 672,183 (3.24)       | 0.80                              | 2.44                               | 4.53   |
| Î.-P.-É. (du N.-B.) | 390,451 (5.23)       | 0.80                              | 4.43                               | 30.03  |
| Qué. (de T.-N.)     | 31,228,753 (0.29)    | 0.80                              | (0.51)                             | (5.16)   |
| Ont. (du Qué.)      | 5,373,508 (1.45)     | 0.80                              | 0.65                               | 1.00   |
| Ont. (du Man.)      | 937,528 (1.37)       | 0.80                              | 0.57                               | 0.15   |
| Man. (de la Sask.)  | 100,314 (0.78)       | 0.80                              | (0.02)                             | (0.01)   |
| Sask. (du Man.)     | 391,083 (1.52)       | 0.80                              | 0.72                               | 0.76   |
| Alb. (de la Sask.)  | 3,069 (4.37)         | 0.80                              | 3.57                               | 0.01   |
| Alb. (de la C.-B.)  | 134,943 (1.16)       | 0.80                              | 0.36                               | 0.05   |
| C.-B. (de l'Alb.)   | 43,358 (0.19)        | 0.80                              | (0.61)                             | (0.02)   |

Remarques: 1) Données préliminaires.

2) Le pourcentage des ventes internes correspond en gros au changement de tarif qu'enregistreraient les consommateurs si les avantages/désavantages étaient impartis à tous les clients du réseau. Lorsqu'une province achète de deux autres provinces, les avantages/désavantages s'ajoutent, comme l'indiquent les chiffres réunis par les accolades.

TABLE 2B: IMPORTS AND PRICES OF FIRM AND SECONDARY POWER BY PROVINCE FOR 1983<sup>(1)</sup>, AND IMPACTS WITH A NATIONAL ELECTRICAL ENERGY MARKETING AGENCY (NEEMA) IN PLACE, NEWFOUNDLAND EXCLUDED

| Purchasing Province | MW.h (Rate, ¢/kW.h) | Weighted Avg.<br>Rate, ¢/kW.h | Benefit (Disbenefit) Under NEEMA: |                                    |
|---------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
|                     |                     |                               | Purchase Rate                     | % of internal sales <sup>(2)</sup> |
| N.B. (from N.S.)    | 56,850 (7.15)       | 2.12                          | 5.03                              | 0.82                               |
| N.B. (from Que.)    | 3,966,186 (2.79)    | 2.12                          | 0.67                              | 7.64                               |
| N.S. (from N.B.)    | 672,183 (3.24)      | 2.12                          | 1.12                              | 2.08                               |
| P.E.I. (from N.B.)  | 390,451 (5.23)      | 2.12                          | 3.11                              | 21.08                              |
| Ont. (from Que.)    | 5,373,508 (1.45)    | 2.12                          | (0.67)                            | (1.03)                             |
| Ont. (from Man.)    | 937,528 (1.37)      | 2.12                          | (0.75)                            | (0.20)                             |
| Man. (from Sask.)   | 100,314 (0.78)      | 2.12                          | (1.34)                            | (0.42)                             |
| Sask. (from Man.)   | 391,083 (1.52)      | 2.12                          | (0.60)                            | (0.63)                             |
| Alta. (from Sask.)  | 3,069 (4.37)        | 2.12                          | 2.25                              | 0.01                               |
| Alta. (from B.C.)   | 134,943 (1.16)      | 2.12                          | (0.96)                            | (0.13)                             |
| B.C. (from Alta.)   | 43,358 (0.19)       | 2.12                          | (1.93)                            | (0.08)                             |

Notes: (1) Preliminary Data.

(2) Per cent of internal sales approximates the rate change to customers that would be experienced if the benefit/disbenefit were passed on to all customers in the system. Where a province purchases from two other provinces, the benefits/disbenefits are additive, as shown by brace brackets.

TABLEAU 2B: IMPORTATIONS ET PRIX DE L'ÉNERGIE FERME ET SECONDAIRE PAR PROVINCE, POUR 1983<sup>(1)</sup>, ET INCIDENCES D'UNE AGENCE NATIONALE DE COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE (ANCÉE) EN NE TENANT PAS COMPTE DE TERRE-NEUVE

| Province acheteuse  | MW.h (tarif, ¢/kW.h) | Moyenne pondérée<br>Tarif, ¢/kW.h | Avantage (désavantage) avec ANCÉE: |  |
|---------------------|----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--|
|                     |                      |                                   | Avantage (désavantage)             | Tarif d'acquisition<br>% de ventes internes <sup>(2)</sup> |
| N.-B. (de la N.-É.) | 56,850 (7.15)        | 2.12                              | 5.03                               | 0.82   |
| N.-B. (du Qué.)     | 3,966,186 (2.79)     | 2.12                              | 0.67                               | 7.64   |
| N.-É. (du N.-B.)    | 672,183 (3.24)       | 2.12                              | 1.12                               | 2.08   |
| Î.-P.-É. (du N.-B.) | 390,451 (5.23)       | 2.12                              | 3.11                               | 21.08  |
| Ont. (du Qué.)      | 5,373,508 (1.45)     | 2.12                              | (0.67)                             | (1.03)   |
| Ont. (du Man.)      | 937,528 (1.37)       | 2.12                              | (0.75)                             | (0.20)   |
| Man. (de la Sask.)  | 100,314 (0.78)       | 2.12                              | (1.34)                             | (0.42)   |
| Sask. (du Man.)     | 391,083 (1.52)       | 2.12                              | (0.60)                             | (0.63)   |
| Alb. (de la Sask.)  | 3,069 (4.37)         | 2.12                              | 2.25                               | 0.01   |
| Alb. (de la C.-B.)  | 134,943 (1.16)       | 2.12                              | (0.96)                             | (0.13)   |
| C.-B. (de l'Alb.)   | 43,358 (0.19)        | 2.12                              | (1.93)                             | (0.08)   |

Remarques: 1) Données préliminaires.

2) Le pourcentage des ventes internes correspond en gros au changement de tarif qu'enregistreraient les consommateurs si les avantages/désavantages étaient impartis à tous les clients du réseau. Lorsqu'une province achète de deux autres provinces, les avantages/désavantages s'ajoutent, comme l'indiquent les chiffres réunis par les accolades.

## APPENDIX "ENR-16E"

A BRIEF ON: Review of the National Energy Program  
 SUBMITTED TO: Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources  
 SUBMITTED BY: John Gladwyn Prior:  
 R.R. 6, Vernon, B.C.  
 DATE SUBMITTED: April, 1984

## TABLE OF CONTENTS

Introduction  
 History of Current Prices  
*NEP Phase I* Vertical Integration  
 Energy: A Functioning Definition  
*NEP Phase II* Horizontal Integration  
 Energy A Future Direction  
 Energy A Dry Hole  
 Conclusions Development Targets  
 I Infinite Supply  
 II Horizontal Integration  
 III Design Research Development

## INTRODUCTION:

Why is government assessing "... the future course of Canada's energy development ..." at this time? Is it in quest of democracy or just a pre-election search for public opinion?

To be fair the *National Energy Program* was debated before the last election; low gasoline prices were promised. For whatever reason, in spite of great expense the promise has not been kept. The request for public submission is timely indeed, whatever the intent.

My interest in energy was stimulated by reading the *Tax Act*, and the state of government-corporate relations horrified me. It seemed possible for energy corporations to receive grants and deduct research, exploration and development expenditures to such an extent that these multinational corporations could export capital profits from Canada virtually tax free.

Has this changed?

Subsequently I followed the energy debate in the public media and watched the debate in Parliament on pay T.V. The *Cmnibus Energy Bill*, another bureaucratic horror, unveiled the mammoth paperwork involved and the intent to proceed "... full speed ahead and damn the torpedos."

The internationally manipulated supply and demand free market was full of torpedos! My reaction to the *Tax Act* was that an immediate return to basic principles of investment marketing was necessary.

## APPENDICE «ERN-16E»

UN MÉMOIRE : La Revue du Programme  
 CONCERNANT: énergétique national  
 PRÉSENTÉ AU: Comité sénatorial permanent de  
 l'énergie et des ressources naturelles  
 PAR: John Gladwyn Prior:  
 R.R. 6, Vernon (C.-B.)  
 DATE DE :  
 PRÉSENTATION: Avril 1984

## TABLE DES MATIÈRES

Introduction  
 Historique des prix actuels  
*Phase I du PÉN*: Intégration verticale  
 Énergie: Une définition fonctionnelle  
*Phase II du PÉN*: Intégration horizontale  
 Énergie: Une orientation pour l'avenir  
 Énergie: Un trou stérile  
 Conclusions: Cibles de mise en valeur  
 I Approvisionnement infini  
 II Intégration horizontale  
 III Conception de la recherche et du développement

## INTRODUCTION

Pourquoi le gouvernement entreprend-t-il d'évaluer "... l'orientation éventuelle du développement énergétique du Canada ..." à ce moment-ci? S'agit-il de la recherche de la démocratie ou tout simplement d'un sondage pré-électoral d'opinion publique?

Pour être juste, il faut reconnaître que le *Programme énergétique national* a été débattu avant la dernière élection; on a alors promis des prix peu élevés pour l'essence. Peu importe le motif, en dépit de fortes dépenses, cette promesse n'a pas été tenue. L'invitation faite au public de présenter des mémoires arrive donc à un bon moment, peu importe l'intention qui la motive.

L'intérêt que je porte à l'énergie a été stimulé par la lecture de la *Loi de l'impôt*, et l'état des relations entre les gouvernements et les corporations m'a horrifié. Il semblait possible que des entreprises œuvrant dans le domaine de l'énergie reçoivent des subventions et déduisent leurs dépenses au titre de la recherche, de l'exploration et de la mise en valeur, au point où ces sociétés multinationales pouvaient exporter des gains en capital du Canada virtuellement sans payer d'impôt.

Cette situation a-t-elle changé?

Par la suite, j'ai suivi le débat énergétique grâce aux organes de diffusion public et le débat parlementaire, à la télévision payante. Le *Bill omnibus sur l'énergie*, une autre horreur bureaucratique, a dévoilé la gigantesque paperasserie en cause et la volonté d'aller "... en avant toute, sans se soucier des torpilles".

Le libre marché de l'approvisionnement et de la demande, manipulé au plan international, était rempli de torpilles! Ma réaction à la *Loi de l'impôt* était qu'il fallait revenir immédiatement aux principes fondamentaux du marché des investissements.



Let the market itself determine where, when and how much to spend developing oil and gas energy; the core energies of the *NEP*. Huge budget expenditures by inexperienced government entrepreneurs in the volatile energy market seemed to be a formula for monumental disaster.

The Conservative Party budget during its short term in office held attractive tax ideas related to export of capital profits and *reinvestment of these profits in Canada*. The Liberal Party program to nationalize a segment of the energy industry to gain control of energy profits seemed sound in theory.

Incredibly, the "takeovers" Canada chose to "nationalize" were already Canadian controlled. Thus did friends of the Party escape cyclical bankruptcy. Thus did petrofina become all-Canadian at twice market value. All owners of private property should get such consideration upon expropriation.

The salient economic feature of *NEP* development seems to be the creation of a vertically integrated energy system to guarantee a secure supply and a marketable product at a time when the oil cold war wracked the economies of the world with high energy prices and inflation.

Were the low gasoline prices just "tricky" politiking? Was the *NEP* torpedoed by the state of the market or by its own design? Does it follow that because the economy is in so determined a recession that *NEP* is the cause in Canada? Is it present government policy or the recession that promises to compound fiscal problems in the future?

Unfortunately, government debt-loading to "nationalize" energy, aggravated an already *overburdened money market*. Interest rates soared?

The danger of loading so many government eggs in one basket of such a volatile industry is viewed as a provincial and world problem and not just a federal one. An attempt will be made to show how the energy monoconomy might be diversified to regain stability.

To ensure brevity the general style of these introductory comments on matters of such public knowledge will be followed throughout my brief. This qualitative approach is intended to increase understanding by spicing theory with fact.

For example, a basic fact such as the high price of gasoline may just as easily be interpreted as a product of bad timing than as an unfulfilled election promise that it remains; as faulty design.

A quantitative approach to these questions would be unmanageable in a submission of this size. I trust the Standing Com-

Laissons le marché déterminer de lui-même l'endroit, le moment et l'importance des fonds consacrés à la mise en valeur du pétrole et du gaz, les principales formes d'énergie visées par le PÉN. Les fortes dépenses budgétaires faites par des entrepreneurs gouvernementaux inexpérimentés sur le marché énergétique volatil semblaient une formule susceptible de générer des désastres monumentaux.

Le budget du Parti conservateur, durant son bref mandat, comportait des idées intéressantes sur le plan fiscal concernant l'exportation de gains en capital et le réinvestissement de ces gains au Canada. Le programme du Parti libéral visant la nationalisation d'un secteur de l'industrie énergétique pour maîtriser les bénéfices générés par l'exploitation des réserves énergétiques semblait sain, en théorie.

C'est difficile à croire, mais les cibles ou «prises en charge» visées par la «nationalisation» canadienne étaient déjà contrôlées par des Canadiens. Ainsi, les amis du parti ont pu échapper à la faillite cyclique. Ainsi, la société Petrofina est devenue une entité entièrement canadienne, à un coût représentant le double de sa valeur marchande. Tous les propriétaires de biens privés devraient mériter autant de considération lorsqu'ils sont expropriés.

La principale caractéristique économique de l'application du PÉN semble être la création d'un réseau énergétique intégré verticalement pour assurer un approvisionnement fiable et un produit commercialisable à un moment où la guerre froide du pétrole a bouleversé les économies du monde entier par des prix élevés pour l'énergie et par l'inflation.

Est-ce que les promesses concernant le maintien du prix de l'essence à un faible niveau n'étaient que des jeux politiques «astucieux»? Le PÉN a-t-il été torpillé par l'état du marché ou par sa structure propre? S'ensuit-il que parce que l'économie enregistre une récession aussi marquée, le PÉN en est la cause au Canada? Est-ce la politique gouvernementale actuelle ou la récession qui promet de compliquer davantage les problèmes fiscaux, à l'avenir?

Malheureusement, l'accroissement de la dette gouvernementale pour «nationaliser» l'énergie, a aggravé la situation d'un marché monétaire déjà surchargé. Les taux d'intérêt ont enregistré une flambée?

Le danger de mettre autant d'œufs gouvernementaux dans le même panier d'une industrie aussi volatile est considéré comme un problème provincial et un problème mondial et non pas uniquement un problème fédéral. On tentera de démontrer comment la mono-économie énergétique pourrait être diversifiée de façon à rétablir la stabilité.

Pour des motifs de brévité, le style général de ces commentaires d'introduction, concernant des questions aussi publiques, sera suivi tout au long du mémoire. Cette démarche qualitative vise à améliorer la compréhension de la question en illustrant la théorie par des faits.

Ainsi, par exemple, une réalité fondamentale, comme le prix élevé de l'essence, pourrait tout aussi bien être interprétée comme le résultat du choix d'un mauvais moment, plutôt que comme une promesse électorale non encore remplie, ou comme une mauvaise conception.

Une approche quantitative à ces questions serait impossible pour un mémoire aussi court. Je suis assuré que le Comité per-

mittee has enough facts already and that they will be the test of the thesis forwarded herein.

O.K.?

#### HISTORY OF CURRENT PRICES: OIL IN THE '70's:

Blame for the oil crisis in the '70's is generally believed in the Western World to be directly attributable to the Arab States. It was they who broke contracts, stopped crude oil shipments to the West and demanded increased income per barrel. But that is only part of the truth.

What is forgotten is that soon after the shipping contracts were signed the United States unilaterally abandoned the *Gold Standard* and soon thereafter the US dollar "devalued" from \$35 an ounce of gold to as much as \$850 per ounce of gold. Because the currency of the oil trade was the US dollar the dollar value of a barrel of oil was correspondingly devalued. This affected contracted energy exports from Canada to the USA as well.

The Arab States stopped shipping oil when the USA would not renegotiate and the unexpected shortages fueled inflation. These actions may be construed as international blackmail, but who is defrauding who?

Placing blame is for politicians and is irrelevant to economics. What is important is *how Canada adjusted* to the threat of il short supply.

Federal government planners saw escalating oil prices as a means to finance their concept of social democracy and produced the *NEP* to harness the profits from the resource.

It was during this time that the monetary policy originated to shadow the rise and fall of important US economic indicators correspondingly with Canadian indicators.

#### NEP PHASE I; VERTICAL INTEGRATION:

The objective of the NEP was twofold; to not just ensure security of supply and service but to also reap windfall profits from oil as a business venture. Embarking on the *NEP* and consolidating it into a vertically integrated corporation took many forms; direct involvement in research, exploration, development, refining, delivery, financing, investing, trading and purchasing.

Petrofina refinery was purchased at twice market price; Dome petroleum was cyclically bankrupting and purchased for a "high" price; gas stations were bought in the East and spread throughout the country; agreement was made with USA to prebuild pipelines North to the Alaskan and South From Alberta (US funding did not materialize); the multinationals were organized to develop Arctic oil; tar sands technology was expanded; deep sea exploration began off the East coast; new "discoveries" were made in Alberta; an energy dispute over

manent dispose déjà d'un assez grand nombre de faits et que ces réalités confirmeront la thèse formulée ici.

D'accord?

#### HISTORIQUE DES PRIX ACTUELS: LE PÉTROLE DURANT LES ANNÉES 1970:

Dans le monde occidental, on estime en général que le blâme pour la crise pétrolière des années 1970 est directement attribuable aux pays arabes. Ce sont eux qui ont brisé les contrats, qui ont freiné les livraisons de pétrole brut vers l'Ouest et qui ont exigé des recettes accrues par baril. Il ne s'agit toutefois là que d'une partie de la vérité.

Ce qu'on oublie, c'est que peu après la signature des contrats de livraison, les États-Unis ont abandonné unilatéralement *l'étalon or* et que, peu de temps après, la valeur du dollar américain a baissé pour passer de 35 \$ jusqu'à 850 \$ l'once d'or. Comme la monnaie utilisée pour le commerce du pétrole était le dollar américain, la valeur en dollar d'un baril de pétrole a donc été dévaluée d'autant, ce qui a également affecté les exportations d'énergie du Canada vers les États-Unis prévues dans les contrats.

Les pays arabes ont cessé l'expédition du pétrole lorsque les États-Unis ont refusé de renégocier les contrats et les pénuries imprévues ont alors stimulé l'inflation. Ces initiatives peuvent être considérées comme un chantage international, mais il est difficile de départager le fraudeur et le fraudé.

Il appartient aux politiciens d'attribuer le blâme, mais ceci est peu pertinent dans un contexte économique. Ce qui importe, c'est la façon dont le Canada s'est ajusté à la menace d'une pénurie d'approvisionnement pétrolier.

Les responsables de la planification du gouvernement fédéral ont considéré l'escalade du prix du pétrole comme un moyen permettant de financer leur concept de démocratie sociale et ils ont élaboré le PÉN pour tirer partie des bénéfices générés par cette ressource.

C'est durant cette période que la politique monétaire a été élaborée pour masquer les hauts et les bas de grands indicateurs économiques américains et d'indicateurs canadiens.

#### PHASE I DU PÉN: INTÉGRATION VERTICALE:

L'objectif du PÉN était double: il s'agissait non pas uniquement d'assurer la sécurité de l'approvisionnement et du service, mais également de retirer les bénéfices inattendus du pétrole considéré comme entreprise commerciale. L'adoption du PÉN et sa consolidation par une structure intégrée verticalement a pris plusieurs formes: participation directe à la recherche, à l'exploration, au développement, au raffinage, à la livraison, au financement, à l'investissement, au commerce et à l'acquisition.

La raffinerie de Petrofina a été achetée à un prix équivalant au double du prix marchand: Dome Petroleum était en faillite chronique et a été acquise à prix «fort»; des postes d'essence ont été achetés dans l'Est et se sont multipliés par tout le pays; un accord a été conclu avec les États-Unis pour pré-construire des pipe-lines dans le Nord, jusqu'à l'Alaska, et dans le Sud, en Alberta (le financement américain ne s'est pas concrétisé); les multinationales ont été organisées pour entreprendre la mise en valeur du pétrole de l'Arctique; la technologie



control began in Alberta between the federal and provincial governments; sour Mexican crude was imported for refining; investment overseas began in China, Indonesia, Africa and the North Sea; nuclear power exporting was subsidized to Romania, Argentina and Korea.

Government policy changed from complete tax write-offs for wildcatting subsidiaries to investment in megaprojects which drove the rigs from South Canada; perhaps to follow the flight of Petro-dollars to the world at large. They had no role in the megaproject phase of *NEP*.

Expansion of the *NEP* seemed boundless. In Canada a *Heritage Fund* was formed. Attempts were made to stabilize prices based on old oil and new oil discoveries. The government secured risk ventures with a buy-back-in provision for sharing new discoveries (by way of repayment for up-front funding and tax write-offs).

The decade of the '70's saw huge capital gains leave Canada untaxed in the form of multinational energy corporation profits. Paybacks were ordered when a price fixing cartel was uncovered. Is this the source of the capital shortage that now plagues Canada; with deficits, borrowing problems, high interest rates and inflation?

How much of Canada's contemporary economic problems stem from overconcentrating financial resources and banking future security on the mono-economic *NEP* policy? In view of the instability of the energy industry, the debt-loading, the extent of future government spending on railway "double-tracking" and tunnels, now is indeed an opportune time to reassess the role of government and the direction of energy development in Canada.

Why not nationalize the entire railroad system?

Why pay less for home oil than for offshore oil?

The preceding thumbnail sketch is not intended to be chronological or complete but only to suggest the extent to which Petro Canada has already vertically integrated, and the difficulties encountered;

OKEDOKE so far?

A timely question to ask is "What is Energy?".

#### ENERGY: A FUNCTIONAL DEFINITION:

The Liberal Party *NEP* is designed to secure for Canada a corner of world energy and to produce revenue from that resource as well as our own energy supply. The plan patriates profits from internal supplies, patriates internal supplies and establishes "unlimited borrowing authority" to develop future resources using the non-taxable Crown Corporation as the vehicle and the *energy itself as collateral*.

d'exploitation des sables bitumineux a été étendue; l'exploration en eau profonde a été entreprise au large de la côte est; de nouvelles «découvertes» ont été faites en Alberta; un différent énergétique relié à la maîtrise des ressources s'est manifesté en Alberta entre les gouvernements fédéral et provincial; on a importé du brut mexicain acide destiné au raffinage; des investissements ont été faits outre-mer, en Chine, en Indonésie, en Afrique et en mer du Nord; on a subventionné l'exportation d'énergie nucléaire à la Roumanie, à l'Argentine et à la Corée.

La politique gouvernementale est passée de dégrèvements fiscaux complets pour les filiales forant des puits d'exploration, aux investissements dans les méga-projets, qui ont chassé les installations de forage du Sud du Canada, peut-être à la suite de l'envol des pétro-dollars dans le monde, puisqu'ils n'avaient aucun rôle à jouer dans l'étape des méga-projets du PÉN.

L'expansion du PÉN semblait illimitée. Au Canada, un *Fonds du patrimoine* a été constitué. Des efforts ont été faits pour stabiliser les prix, en se basant sur les découvertes de pétrole ancien et de pétrole nouveau. Le gouvernement a assuré les entreprises risquées au moyen d'une disposition de réintéressement, pour le partage des nouvelles découvertes (par un remboursement des fonds de démarrage et par des dégrèvements fiscaux).

Durant les années 1970, on a vu d'importants gains de capital quitter le Canada, libres d'impôt, sous la forme de bénéfices réalisés par les sociétés énergétiques multinationales. Des remboursements ont été ordonnés, après la découverte d'un cartel pour fixer les prix. S'agit-il là de l'origine de la pénurie de capital dont souffre actuellement le Canada, avec les déficits, les problèmes d'emprunt, les taux d'intérêt élevés et l'inflation?

Quelle proportion des problèmes économiques actuels du Canada est générée par la surconcentration des ressources financières et le fait de miser la sécurité énergétique éventuelle sur la politique mono-économique du PÉN? En raison de l'instabilité de l'industrie de l'énergie, de l'endettement, de l'importance des dépenses gouvernementales éventuelles pour le «jumelage des chemins de fer» et les tunnels, le moment opportun est venu de réévaluer le rôle du gouvernement et l'orientation du développement énergétique au Canada.

Pourquoi ne pas nationaliser tout le réseau ferroviaire?

Pourquoi payer le pétrole canadien moins cher que le pétrole offshore?

Ce tableau, brossé rapidement, n'est ni chronologique ni complet, mais il suggère jusqu'à quel point Petro-Canada a déjà procédé à une intégration verticale de l'industrie et indique les problèmes rencontrés.

Ça va jusqu'ici?

On pourrait également se demander ce qu'est l'énergie?

#### L'ÉNERGIE: UNE DÉFINITION FONCTIONNELLE:

Le PÉN du Parti libéral est conçu pour assurer au Canada une pointe de la tarte énergétique mondiale et pour tirer des recettes de cette ressource tout en subvenant à nos propres besoins énergétiques. Le programme rapatrie les bénéfices des approvisionnements canadiens, rapatrie les approvisionnements canadiens et établit «un pouvoir d'emprunt illimité» pour mettre en valeur les ressources éventuelles en utilisant une Société



But the scope of the *NEP* is just a very small part of the overall energy field which includes hydro power coal, coal-gasification, gas liquifaction, nuclear energy, natural thermal, alcohol, solar, wind, waste . . .

Defined as a natural resource commodity, energy is renewable or non-renewable.

Defined by its effect on the environment energy resources are either clean or polluting; safe or dangerous.

Defined by use, energy is a household utility, a transportation fuel, and an agent for industrialization. It heats, colls and moderates.

Energy is a *necessary condition* for industrialization and modern socialization. In this context energy has a economic, financial, business and trade definition. It is defined by what it does as well as what it is!

Supplying energy is an industry in itself!

The question is—“*What does Canada want energy to do for it?*”.

To trade in energy only at the rudimentary “drawer of water; hewer of wood” level guarantees future economic dangers. Becoming financially “locked-in” to a role as supplier of energy and perpetuating and reinforcing that cycle will reduce national secondary manufacturing capabilities and the employment prospects of industrialization.

To expand the *NEP* further at this time and in this direction will promise debt-loading so adverse that all future profits may well be committed to repaying debt with nothing to show for it after the energy is gone. When Canada needs the non-renewable energy for itself that the *NEP* has already committed to sale, will there be any left?

One role of government is to ensure a perpetual supply of reasonably priced energy for national use. The present system design encourages energy waste to increase revenue to pay debts. Building a stable climate for industry means conserving existing, non-renewable energy from wasteful exploitation now, and to start developing alternate sources to replace and supplement non-renewable energy.

Can the profits from non-renewable energy still be used to develop renewable resources? Energy developed for trades sake has left Canada with a non-productive, comparatively small manufacturing base at home. The means to an end has become an end in itself. The tail of debt is wagging the economic dog!

Keeping that in mind, will a stable economic future be ensured by expanding the *NEP* further in its present course?

de la Couronne non imposable comme véhicule et l'énergie proprement dite comme valeur en nantissement.

L'envergure du PÉN n'est toutefois qu'un élément très réduit de l'ensemble du champ énergétique, qui comprend l'énergie hydraulique, le charbon, la gazéification du charbon, la liquéfaction du gaz, l'énergie nucléaire, l'énergie thermique naturelle, l'alcool, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie tirée des résidus . . .

Définie comme produit de ressources naturelles, l'énergie est renouvelable ou non renouvelable.

Définie en fonction de ses incidences environnementales, les ressources énergétiques sont propres ou polluantes, sûres ou dangereuses.

Définie en fonction de son utilisation, l'énergie est un produit d'utilité domestique, un carburant de transport, et un agent d'industrialisation. Elle chauffe, elle refroidit et elle tempère.

L'énergie est un élément essentiel de l'industrialisation et de la socialisation modernes. Dans ce contexte, l'énergie a une définition économique, financière et commerciale. Elle est définie autant par ce qu'elle fait que par ce qu'elle est!

La fourniture de l'énergie constitue une industrie en soi!

La question posée: Qu'est-ce que le Canada veut que l'énergie fasse pour lui? »

Le commerce de l'énergie uniquement au niveau rudimentaire de «porteur d'eau et de bois» comporte des dangers économiques éventuels. Le fait de se limiter financièrement à un rôle de fournisseur d'énergie et de perpétuer et renforcer ce cycle réduira nos capacités nationales de fabrication secondaire ainsi que les perspectives d'emploi offertes par l'industrialisation.

L'expansion plus poussée du PÉN à ce stade et dans cette voie génèrera une dette tellement importante que tous les bénéfices éventuels pourraient bien être affectés au remboursement de la dette, et ne rien laisser, une fois l'énergie disparue. Lorsque le Canada aura besoin d'énergie non renouvelable pour répondre à ses propres besoins, énergie déjà réservée à la vente par le PÉN, en restera-t-il?

L'un des rôles du gouvernement consiste à assurer un approvisionnement permanent d'énergie, à prix raisonnable, pour une utilisation au pays. La structure du régime actuel encourage le gaspillage de l'énergie dans le but d'accroître les recettes nécessaires au remboursement de la dette. L'édification d'un climat stable pour l'industrie signifie la protection de l'énergie non renouvelable existante contre l'exploitation abusive maintenant, et une initiative visant la mise en valeur des sources de rechange pour remplacer et compléter l'énergie non renouvelable.

Peut-on encore utiliser les bénéfices générés par l'énergie non renouvelable pour mettre en valeur les ressources renouvelables? L'exploitation des ressources énergétiques à des fins de commerce a laissé au Canada une base manufacturière non productive et relativement réduite. Le moyen pour atteindre une fin est devenu une fin en soi. La dette est devenue le moteur de l'économie!

Bien conscient de cette situation, est-ce qu'on assurera un avenir économique stable en étendant davantage le PÉN, dans la voie où il est actuellement engagé?

It is time to moderate the vertical integration in oil and gas development. Let profits from the NEP determine the plans future. New government spending can then be invested in horizontal integration; the development of alternate sources and a secure future supply of renewable energy.

#### NEP: PHASE II: HORIZONTAL INTEGRATION:

Investment capital will be available when the world market demands energy! The great need will tolerate a *NEP* export duty on capital and export quotas on non-renewable energy. Let the market decide, but prevent a giveaway sellout of resources . . .

Force feeding energy has not made the business of energy profitable in the past. The most recent cyclical experience of *decreasing demand* and of prices has proved that to Canada.

Given the premise that the *NEP* has gone far enough with its first phase of vertical integration, can the profits from the sale of energy be used to develop the second phase—horizontal integration? That is, to develop energy in general to *supplement and conserve* the first phase of oil and gas development.

*Diversification* is a sound business policy!

But the internecine feeding begins as government encouragement of alternate energy resources seems to compete with and undercut established energy markets.

Choosing what kind of energy to encourage should not be difficult. Oil and gas are non-renewable so negative logic finds *renewable sources* attractive (hydro, thermal, alcohol, forest, solar, wind, recycling waste . . .)

Ideally, the source of energy must be plentiful and clean as well as renewable (hydro, solar, waste). It must be reliable (hydro, thermal). It must conserve and supplement existing *Phase I* industrial cycles. (hydro, alcohol, thermal, solar, wind, waste)

The natural choice seem to be in order of importance—hydro, alcohol, solar, waste, thermal, wind, forest). Existing power supply and grids can be expanded to markets now questioning the troubled future prospects of nuclear energy as a power source (Three Mile Island, WPPSS, Diablo Canyon . . .).

How the energy is to be used is as major a consideration as what kind of energy to develop. It is unconscionable to use oil and gas for home utilities particularly when a *plentiful supply of hydro power* is possible anywhere in Canada.

Supplementing gasoline with alcohol (gasohol) has an interesting if not great potential as part of the renewable energy

Le moment est venu de modérer l'intégration verticale de la mise en valeur du pétrole et du gaz. Laissons les bénéfices générés par le PÉN déterminer les projets éventuels. Les nouvelles dépenses gouvernementales pourront alors être consacrées à l'intégration horizontale, à la mise en valeur de sources de rechange et à un approvisionnement éventuel sûr d'énergie renouvelable.

#### PHASE II, PÉN: INTÉGRATION HORIZONTALE:

Des capitaux permanents seront disponibles pour fins d'investissement lorsque le marché mondial exigera de l'énergie! Le grand besoin rendra tolérable l'imposition d'un droit d'exportation PÉN sur le capital et l'imposition de quotas d'exportation pour l'énergie non renouvelable. Laissons le marché décider, mais prévenons la vente à rabais des ressources . . .

L'alimentation énergétique forcée n'a pas rendu le commerce de l'énergie rentable par le passé. L'expérience cyclique la plus récente au niveau de la *réduction de la demande* et des prix l'a bien prouvé au Canada.

En retenant la prémisse voulant que le PÉN soit allé assez loin, avec la première phase d'intégration verticale, les bénéfices générés par la vente d'énergie peuvent-ils servir à réaliser la deuxième phase, celle de l'intégration horizontale? C'est-à-dire, pour entreprendre la mise en valeur de l'énergie, en général, de façon à compléter et à assurer la première phase de la mise en valeur du pétrole et du gaz.

*La diversification* est une saine politique commerciale!

Toutefois, les luttes intestines commencent puisque l'encouragement gouvernemental des ressources énergétiques de rechange semble concurrencer et saper les marchés énergétiques établis.

Il ne devrait pas être difficile de choisir les formes d'énergie à encourager. Le pétrole et le gaz sont des ressources non renouvelables et, partant, selon la logique négative, les ressources renouvelables devraient être jugées attrayantes (énergie hydraulique, thermique, alcool, forêt, soleil, vent, recyclage des résidus . . .).

Idéalement, la source d'énergie doit être abondante, propre et renouvelable (énergie hydraulique, énergie solaire, résidus). Elle doit être fiable (énergie hydraulique, énergie thermique). Elle doit conserver et compléter les cycles industriels existants de la Phase I (énergie hydraulique, alcool, énergie thermique, énergie solaire, énergie éolienne, résidus).

Le choix naturel semble être, selon l'ordre d'importance: l'énergie hydraulique, l'alcool, l'énergie solaire, les résidus, l'énergie thermique, l'énergie éolienne, la forêt. L'approvisionnement et les réseaux d'électricité existants peuvent être étendus aux marchés mettant en doute les perspectives éventuelles troublées de l'énergie nucléaire comme source d'énergie (Three Mile Island, WPPSS, Diablo Canyon . . .).

La façon dont l'énergie doit être utilisée constitue une considération aussi importante que le type d'énergie à mettre en valeur. Il est difficile de concevoir l'utilisation du pétrole et du gaz dans le secteur résidentiel, tout particulièrement lorsqu'un approvisionnement abondant d'énergie hydro-électrique est possible, partout au Canada.

Le complément de l'approvisionnement d'essence par l'alcool (gas-oil) offre un potentiel intéressant, sinon très



technology. The benefits are obvious and widespread and for the most part the supply systems are already in place.

Prairie are other farmers can pay their debts, supplement income and be productive even during cyclical lows in demand for grain. When grain sales are slow alcohol can be produced from excess grain and distributed through Petro Canada.

Energy economy means using more than one source to supplement non-renewable sources when they become too valuable, in too short supply, too distant or too difficult to distribute. Although capital costs may be high initially, and the quantity not so great as hydro, natural thermal, natural waste, garbage, solar and wind all have positive qualities—renewing, clean, conserving.

One energy prospect with increasing economic potential is garbage; burn the waste, save some space and heat and light the place.

This overview does not pretend to be complete. But it does try to illustrate a thought process and to suggest a future direction. The intent is to fill in energy gaps and secure a renewable energy future for Canada; not by competing but by beginning the transition to alternate energy sources by establishing the technology of conservation.

Is that OK with you?

#### ENERGY: A FUTURE DIRECTION:

The unfulfilled promise of windfall profits from trading in oil and gas may be only the most recent or may be the last sobering warning we get to start charting an energy course that guarantees future supply. The most recent scare that oil and gas were terminating spurred intensive technology research, exploration and development—in oil and gas!

But an end to easy energy is at hand!

Pragmatism suggests that nonrenewable energy resources be controlled, conserved and used where most effective—not wasted for revenue purposes alone or when renewable energy will do. *Renewable resources* can be decontrolled with no terminal effect on supply.

Conservation of the environment is the main control consideration in developing renewable resources; preservation of fish, game, forests, waterways and soils. Non-renewable resources have even greater problems; acid rain, radiation, air

important, comme élément de la technologie axée sur l'énergie renouvelable. Les avantages sont manifestes et généralisés et, pour la majeure partie, les systèmes d'approvisionnement sont déjà en place.

Les agriculteurs des Prairies et des autres régions peuvent rembourser leurs dettes, réaliser un supplément de revenu et être productifs, même durant les périodes cycliques de faible demande de céréales. Lorsque les ventes de céréales sont faibles, on peut tirer de l'alcool du grain excédentaire et en assurer la distribution par l'entremise de Petro-Canada.

L'économie d'énergie signifie l'utilisation de plus d'une source pour compléter les sources non renouvelables lorsque celles-ci deviennent trop précieuses, trop rares, trop éloignées ou trop difficiles à distribuer. Même si les coûts en capital peuvent s'avérer importants au départ, et que leur disponibilité n'est pas aussi grande que dans le cas de l'énergie hydraulique, les ressources énergétiques naturelles thermiques, les résidus naturels, les ordures ménagères, l'énergie solaire et l'énergie éolienne comportent de grandes qualités: elles sont renouvelables, propres et permettent d'économiser les ressources non renouvelables.

Une perspective énergétique offre un potentiel économique grandissant: les ordures ménagères; leur incinération permet d'économiser de l'espace et de chauffer et éclairer les bâtiments.

Cette perspective générale n'a pas la prétention d'être exhaustive, mais elle illustre une façon de voir et indique la voie à suivre. Elle vise à combler les lacunes énergétiques et à assurer l'avenir énergétique du Canada, sur le plan des ressources renouvelables, non pas par la concurrence, mais en amorçant la transition aux sources d'énergie de rechange, grâce à la mise en place de la technologie de l'économie.

Cela vous convient-il?

#### ÉNERGIE: UNE ORIENTATION ÉVENTUELLE:

La promesse non satisfaite de bénéfices inattendus générés par le commerce du pétrole et du gaz sera peut-être le plus récent ou le dernier avertissement que nous obtenons, d'arrêter le tracé d'une voie énergétique susceptible d'assurer l'approvisionnement éventuel. La panique la plus récente provoquée par la crainte que les réserves de pétrole et de gaz allaient s'épuiser, a suscité d'importants travaux de recherche technologique, d'exploration et de développement... dans le domaine du pétrole et du gaz!

La fin de l'énergie facilement accessible n'en approche pas moins!

Le pragmatisme suggère que les ressources énergétiques non renouvelables soient régies, économisées et utilisées là où elles sont les plus efficaces et non pas gaspillées uniquement pour en tirer des revenus ou encore utilisées aux endroits où l'énergie renouvelable peut faire le travail. Les *ressources renouvelables* peuvent être décontrôlées sans effet terminal sur l'approvisionnement.

La protection de l'environnement constitue la principale préoccupation de régie en matière d'exploitation des ressources renouvelables: la préservation du poisson, de la faune, des forêts, des eaux et des sols. Les ressources non-renouvelables connaissent des problèmes encore plus sérieux: les précipita-



pollution, health . . . The *synergistic effect* of developing both resources at the same time will have to be closely monitored.

Preventing damage, repairing it and caring for chronic problems already inflicted will be costly. The short term allure and glow of quick profits from energy exploitation was tunnel vision. Wasted energy increased national revenue.

The case for conservation and second thoughts is best made by examining the nuclear industry. The state of the art management of nuclear fuel disposal is a time bomb waiting to explode. Any mistake can lead to long term disasters.

In *The Zapping of America* it was estimated that if all the air conditioners operated efficiently the amount of power saved would about equal the total energy produced by nuclear fuel.

The next question is obvious. The direction is self evident.

Dont you agree?

#### ENERGY: A DRY HOLE:

The warnings are plentiful—to waste energy as an easy source of revenue belongs to a favored few for only a short while longer. How Canada finances its energy program now will lead to prosperity or poverty. Wasteful abuse of energy will only prove that truism.

The up-front benefits of *Nuclear Energy* are most attractive, but are we prepared to handle the increasing risks posed by Three Mile Island, Diablo Canyon and WPPSS. They are not the end of the problems—only the beginning!

Friends of government have been helped enough. By definition the role of government is that of regulator, of conservator. Energy must be used effeciently not wasted. The demand for energy to fill the repetitive needs of daily life is best filled by renewable resources.

Future policy must be flexible enough to survive cyclical lows in the marketplace. To commit Canada to further *deficit financing of energy* endangers not only future prospects of profit from energy but also future industrial and manufacturing capabilities because of debt induced high interest rates and inflation.

That is the dry hole!

Canada is forced to subsidize the export of nuclear energy. Do the downstream benefits remedy the financial loss? Can these losses be written-off as foreign aid?

BC Hydro is a case in point. The warning bell was rung years ago when interest on debt approached 55% of net

tions acides, les radiations, la pollution atmosphérique, les dangers pour la santé . . . L'incidence synergique de la mise en valeur des deux types de ressources, en même temps, devra faire l'objet d'une surveillance étroite.

La prévention et la réparation des dommages et les correctifs à apporter aux problèmes chroniques existants s'avèreront coûteux. Les visées à court terme et la perspective de bénéfices rapides grâce à l'exploitation de l'énergie manquaient d'envergure. Le gaspillage de l'énergie a accru le revenu national.

On peut illustrer l'importance de l'économie et de la réflexion en examinant le cas de l'industrie nucléaire. La gestion actuelle de l'évacuation des combustibles nucléaires constitue une bombe à retardement qui n'attend que le moment d'exploser. Toute erreur à ce chapitre peut causer des désastres à long terme.

Dans l'ouvrage intitulé «The Zapping of America», l'auteur estime que si tous les climatiseurs fonctionnaient de façon efficace, l'énergie économisée correspondrait en gros à toute la production d'énergie nucléaire.

La question qui suit est manifeste. L'orientation est évidente.

Ne croyez-vous pas?

#### L'ÉNERGIE: UN Puits STÉRILE

Les avertissements ne manquent pas: le gaspillage de l'énergie pour obtenir des revenus faciles constitue un privilège réservé à un petit groupe de privilégiés, mais seulement pour un petit bout de temps encore. La façon dont le Canada financera son programme énergétique le conduira à la prospérité ou à la pauvreté. Le gaspillage de l'énergie ne fera que confirmer cette vérité fondamentale.

Les bénéfices générés au départ par l'énergie nucléaire sont très attrayants, mais sommes-nous disposés à en assumer les risques croissants, illustrés par les problèmes des centrales de Three Mile Island, de Diablo Canyon et WPPSS. Il ne s'agit pas là de la fin des problèmes, mais seulement d'un commencement!

Les amis des gouvernements ont reçu assez d'aide. Par définition, le rôle du gouvernement en est un de réglementation et de conservation. L'énergie doit être utilisée de façon efficace, et non pas gaspillée. La demande d'énergie permettant de subvenir aux besoins répétés de la vie quotidienne, est satisfaite au mieux par les ressources renouvelables.

La politique éventuelle doit être assez souple pour survivre aux bas cycloques du marché. Le fait d'engager le Canada à financer davantage le déficit énergétique, menace non seulement les perspectives de bénéfices actuels tirés de l'énergie, mais également les capacités industrielles et manufacturières du pays, en raison des taux d'intérêt élevés et de l'inflation suscitée par la dette.

Voilà le trou stérile!

Le Canada est forcé de subventionner l'exportation de l'énergie nucléaire. Les avantages réalisés en aval atténuent-ils les pertes financières? Ces pertes peuvent-elles être portées au compte de l'aide à l'étranger?

La BC Hydro est un bon exemple. L'alarme a été sonnée il y a quelques années, lorsque les intérêts reliés à la dette appro-

income. Now interest payments on debt account for 93% of net income. Rates of power charged in Canada are 2 to 3 times the rates charged for the same power when exported. Not a positive fact for Canada to face in energy based competitive industries.

It is important that the product be affordable. It is the role of government to intervene against poverty—even our own. A factor creating poverty is inflation. Can government supply energy without creating inflation.

That is the challenge and the duty!

## CONCLUSIONS:

### DEVELOPMENT TARGET I: INFINITE SUPPLY:

The financial structure of the energy industry has become counter-productive and inherently inflationary. The debt load is rationally unbearable. The plan to use energy sales as a source of revenue has not materialized in the short run. There is no demand!

Expansion should stop!

It is easy to suggest changes; become more utilitarian and less mercenary; supply a need don't create a demand. The difficult task is to make the changes work. The greatest difficulty may be to find investment funds for alternative energy technology.

A brief rational of the plan is as follows: because hydro-electric power is regenerating, waste free, environmentally clean, I suggest that the *First Ministers confer on Energy* to plan development of a national power-grid based on Hydro power.

To avoid having to export energy profits keep the funding Canadian. Render future debt less harmful by developing renewable sources of cheap energy today. Energy intensive *high employment industries* will then become viable in Canada and competitive in the world (greenhouse gardening).

Create a perpetual resource supply not a perpetual resource debt, by eliminating up-front capital debt (BC Rail debt retirement). Develop a *National Heritage Fund* from energy profits to develop energy intensive industries and energy technology suited to Canada. It is only through such planning and cooperation that *NEP* will work.

Coal and Aluminum in BC will demonstrate the importance of diversification. The demand-loss syndrome is the same as in oil economics. Billions of dollars are invested (BCRIC) followed by declining demand and profits.

chaient 55 p. 100 du revenu net. Maintenant, les versements d'intérêt sur la dette représentant 93 p. 100 du revenu net. Les tarifs d'électricité imposés au Canada sont deux à trois fois supérieurs aux tarifs demandés pour l'exportation de cette même énergie. Il ne s'agit pas là d'un avantage pour le Canada, dans la perspective d'industrie concurrentielles basées sur les ressources énergétiques.

Les gens doivent pouvoir payer le coût du produit, et le gouvernement doit lutter contre la pauvreté, même la nôtre. L'inflation est l'un des facteurs à l'origine de la pauvreté. Le gouvernement peut-il fournir de l'énergie sans créer d'inflation?

Voilà le défi à relever et le devoir à accomplir!

## CONCLUSIONS:

### PREMIER OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT: L'APPROVISIONNEMENT INFINI

La structure financière de l'industrie énergétique est devenue contre-productive et essentiellement inflationniste. L'importance de la dette est logiquement intenable. Le plan visant l'utilisation des ventes d'énergie comme source de revenu ne s'est pas concrétisé à court terme. Il n'y a pas de demande!

L'expansion devrait cesser!

Il est facile de suggérer des changements, de devenir plus pratique et moins mercantile, de répondre à un besoin au lieu de susciter la demande. La tâche, difficile, consiste à faire en sorte que les changements donnent des résultats. Le problème le plus difficile pourrait être de trouver des fonds à investir dans la technologie énergétique de rechange.

Voici en bref la logique du programme: comme l'énergie hydro-électrique est autogénératrice, qu'elle ne pollue pas et qu'elle est propre dans une perspective environnementale, je suggère que les Premiers ministres se réunissent pour discuter d'énergie et jeter les bases d'un réseau énergétique national basé sur l'énergie hydraulique.

Pour éviter d'avoir à exporter les bénéfices générés par l'énergie, on utilisera des fonds canadiens. On rendra la dette éventuelle moins lourde en exploitant les sources d'énergie renouvelable peu coûteuses, aujourd'hui. Les industries qui consomment beaucoup d'énergie et génèrent beaucoup d'emplois deviendront alors viables au Canada et concurrentielles à l'échelle mondiale (l'exploitation maraîchère en serre).

On créera un approvisionnement perpétuel de ressources, au lieu d'une dette perpétuelle fondée sur les ressources, en éliminant l'endettement de départ (amortissement de la dette de la BC Rail). On créera un *Fonds national du patrimoine* à même les bénéfices générés par l'énergie, pour développer des industries consommant beaucoup d'énergie et une technologie énergétique appropriée au Canada. Seules la planification et la coopération assureront le fonctionnement du PÉN.

Le charbon et l'aluminium, en Colombie-Britannique, démontreront l'importance de la diversification. Le syndrome demande-perte est le même que dans l'économie du pétrole. Des milliards de dollars sont investis (BCRIC), et l'investissement est suivi d'une chute de la demande et des bénéfices.



NE Coal and SECoal are competing against each other from within the same corporate structure. Oversupply lowers prices and reduces inflation, but at whose expense? Cheaper Japanese cars.

Will permitting Alcan to produce additional private hydro power to produce more aluminum result in the same *oversupply syndrome* that is already plaguing oil gas coal and nuclear suppliers already. What will be the hidden environmental costs of concentrating industrial pollution in one area?

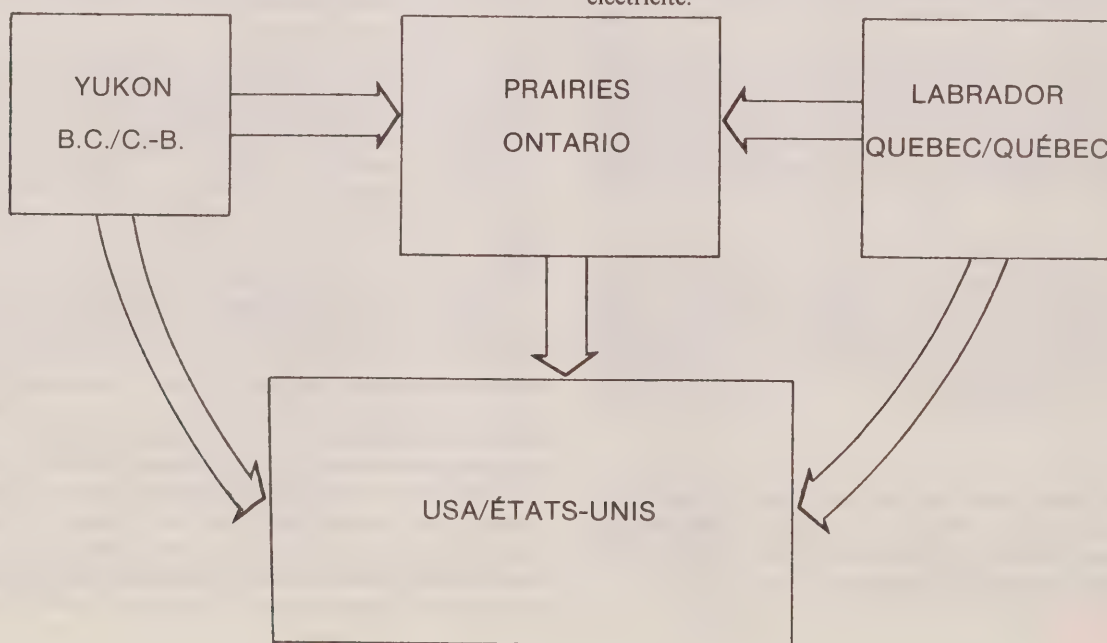
Greater folly than not producing enough energy may be for government to deficit finance an overabundant supply. Profit lags and increasing cost of capital makes the cost-benefit factor for energy futures to be increasingly negative. The cautious reluctance of private capital to go it alone should have been enough warning against overborrowing to finance to mono-economic *NEP*.

It is time to look upon energy as a service to supply at affordable rates and not just for profit.

This demands a change in direction from energy development from non-renewable to renewable.

It is not the governments role to impoverish. Although *NEP* energy production has not yet proved profitable the need for energy is everpresent. As sources of non-renewable energy depleted and become more costly, government can ease the pain by preparing for and encouraging development of renewable energy sources by incentives, cooperation and conservation.

The design of the *Hydro-power supply system* follows;



NE Coal et SECoal se livrent une concurrence, l'une l'autre, au sein de la même structure corporative. La surabondance de charbon a réduit les prix et l'inflation, mais aux dépens de qui? De voitures japonaises moins coûteuses.

Est-ce que le fait d'autoriser l'Alcan à produire plus d'hydro-électricité à même ses installations privées, pour produire davantage d'aluminium, se traduira par le même syndrome d'approvisionnement excédentaire qui affecte déjà les fournisseurs de pétrole, de gaz, de charbon et d'énergie nucléaire? Quels seront les coûts environnementaux cachés de la concentration de la pollution industrielle dans une région?

Une folie plus grande encore que le fait de ne pas produire assez d'énergie, pourrait être que les gouvernements entreprennent de financer un approvisionnement excessif. Les pertes de bénéfices et le coût grandissant du capital rendent le facteur de rentabilité des avenir énergétiques de plus en plus négatif. La réticence prudente du capital privé à se lancer seul dans ce domaine aurait dû être un avertissement suffisant pour empêcher les emprunts trop importants, pour financer le mono-économique *PÉN*.

Le temps est venu d'envisager l'énergie comme un service à fournir à des tarifs abordables, et non pas uniquement pour réaliser des bénéfices.

Ceci exige un changement de cap en matière de développement énergétique, pour passer des ressources non renouvelables aux ressources renouvelables.

Le gouvernement n'a pas pour mandat d'appauvrir les gens. Même si la production d'énergie *PÉN* ne s'est pas encore avérée profitable, les besoins énergétiques sont toujours présents. Au fur et à mesure que les sources d'énergie non renouvelables s'épuisent et deviennent plus coûteuses, le gouvernement peut rendre la situation plus tolérable en préparant et en encourageant la mise en valeur des sources d'énergie renouvelable par des encouragements, la coopération et la conservation.

Voici un schéma du *réseau d'approvisionnement* d'hydro-électricité:



Past experience with US traders will serve well when renegotiating energy rate structures and contracting better rates the first time. By this time the US should be anxious to buy clean, reliable energy from Canada-Hydro. Particularly in view of their nuclear quandary and the expense of combatting pollution (acid rain, smog, radiation, cancer) from non-renewable sources.

Some federal-provincial cooperation already exists in the developing energy infrastructure. (port facilities, rail transport, gas liquifaction, coal gasification . . . ). Similar cooperation in developing and delivering hydro-power would ensure *perpetual renewable profits* from renewable resources.

Instead of financing megaprojects to compete in an already glutted market a cooperative approach would reduce the waste and fill in resource poor areas; underserved. A quota system to control the export of non-renewable energy will help to create a more stable and diversified and stable economy.

Another topic for the *First Ministers Conference* to discuss is sharing manufacturing opportunities rather than continuing the self-defeating competing and importing. Increase marketing capabilities by using the *CITY CANADA* concept based on nationalized railroad transportation. Shipment costs the same to anyplace in Canada once produce is on the train. The objective is self-explanatory; bigger markets, cheaper goods, more production, more productivity.

On the question of free trade within North America arguments for and against remain the same. Canada would end up exporting only raw materials and importing most of its manufactured goods; thus exporting jobs. This bleak economic prospect might be controlled by a policy of general "bilateral equity" industry by industry and country by country. Could our surviving industries survive the increased competition created by opening all trade barriers between Canada and the USA; without following the road to statehood?

## DEVELOPMENT TARGET II: HORIZONTAL ENERGY INTEGRATION:

The objective of horizontal energy integration is to diversify away from non-renewable energy by developing renewable alternatives; yet keeping alive all skills and projects by maintaining *scaled down projects* in all resource areas. One project each for the North oil, for the Tar Sands, Grand Banks, coal gasification, gas liquifaction, coal megaproject, hydro power . . .

In the interest of developing a balanced economy limit aluminum production in BC to existing site and capacity. This balanced and diversified approach to the development of energy and related industries is the first big step taken *away from primary production* and toward secondary manufactur-

L'expérience passée avec les commerçants américains sera très profitable pour renégocier les structures des tarifs énergétiques et obtenir de meilleurs tarifs, dès le départ. Les États-Unis devraient alors vouloir vivement acheter de l'énergie fiable et propre de l'Hydro-Canada, tout particulièrement après leurs problèmes nucléaires et les dépenses causées par la lutte à la pollution (précipitations acides, smog, radiations, cancer) créée par l'utilisation des sources d'énergie renouvelable.

Une collaboration fédérale-provinciale existe déjà au niveau de l'élaboration de l'infrastructure énergétique (installations portuaires, transports ferroviaires, liquéfaction du gaz et du charbon . . . ). Une collaboration semblable au niveau de la production et de la livraison de l'hydro-électricité devrait permettre de tirer des bénéfices renouvelables perpétuels des ressources renouvelables.

Au lieu de financer des méga-projets pour aller concurrencer sur un marché déjà engorgé, une démarche coopérative réduirait le gaspillage et comblerait les régions mal pourvues en ressources et mal desservies. Un système de quota, permettant de régir l'exportation de l'énergie non-renouvelable, contribuera à créer une économie plus stable et plus diversifiée.

La *Conférence des Premiers ministres* pourrait aussi aborder la question de la répartition des possibilités manufacturières, au lieu de poursuivre le jeu de la concurrence et des importations, auquel on ne peut que perdre. On pourrait accroître les possibilités de commercialisation en utilisant le concept de la *CITÉ CANADA*, une fois le produit rendu à bord du train. L'objectif est manifeste: il s'agit d'obtenir des marchés plus importants et des produits moins coûteux et d'accroître la production et la productivité.

Concernant la question du libre marché en Amérique du Nord, les arguments avancés en faveur et contre demeurent les mêmes. Le Canada finirait par exporter uniquement des matières premières et par importer la plupart de ses produits manufacturés, exportant ainsi des emplois. Cette mince perspective économique pourrait peut-être être régie par une politique générale «d'équité bilatérale», industrie par industrie et pays par pays. Nos industries encore en place pourraient-elles survivre à la concurrence accrue générée par la suppression de toutes les barrières commerciales entre le Canada et les États-Unis, sans suivre la voie de la nationalisation?

## DEUXIÈME OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT: L'INTÉGRATION HORIZONTALE DE L'ÉNERGIE:

L'objectif de l'intégration horizontale de l'énergie consiste à entreprendre la diversification, afin d'abandonner les ressources non renouvelables en développant des sources d'énergie renouvelable, tout en gardant vivantes toutes les compétences et tous les projets grâce à des projets réduits dans tous les secteurs des ressources. Un projet dans chaque domaine, qu'il s'agisse du pégrole septentrional, de sables bitumineux, des Grands Bancs, de la gazéification du charbon, de la liquéfaction du gaz, des méga-projets d'exploitation houillère, de l'hydro-électricité . . .

Pour favoriser le développement d'une économie équilibrée, limiter la production de l'aluminium en Colombie-Britannique aux emplacements actuels et à la capacité existante. Cette démarche équilibrée et diversifiée au développement de l'énergie et des industries connexes, constitue le premier grand pas à

ing. A serious consideration is the danger of future pollution caused by concentrating too much monoindustrial development in one geographic area.

### DEVELOPMENT TARGET III:

#### DESIGN RESEARCH AND DEVELOPMENT:

It seems specious to blame energy costs for deterring industrial development when the structures are in place and the water is running over the dam unused and wasted forever.

1. Design economic systems where cost of energy supply encourages production not discourages it.

2. Design homes using renewable energy sources and including effluent reduction units . . . then build them.

3. Design community developments based on energy efficient principles and eliminating distances between home, work, shopping, recreation, school . . . . Legislate them.

4. Research and encourage all methods of energy production using waste (garbage, effluent, manure) as sources of heat, fuel power and fertilizer . . . .

5. Design and produce vehicles powered by renewable energy and non-polluting.

6. Use Petro-Can to distribute exotic fuels: gasohol propane . . .

7. Design energy conservation systems and install them . . .

8. Design methods to use renewable energy resources to grow produce economically. Stop importing so much food.

9. Etc . . . .

The Opportunities are infinite!

The only limitation is of our own making.

N'est-ce pas?

Submitted by  
J. Prior, Vernon, B.C.

faire pour s'éloigner de la production primaire et favoriser la fabrication secondaire. Il faudra aussi tenir compte des dangers de pollution éventuelle générés par la concentration d'un développement mono-industriel trop important dans une région spécifique.

### TROISIÈME OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT:

#### LA CONCEPTION DE LA RECHERCHE ET DU DÉVELOPPEMENT:

Il semble spécieux de faire porter le blâme du ralentissement du développement industriel sur le coût de l'énergie, lorsque les installations sont en place et que l'eau passe par-dessus le barrage, sans être utilisée, pour se perdre à tout jamais.

1. Concevoir des systèmes économiques où le coût de l'approvisionnement énergétique favorise la production au lieu de la décourager.

2. Concevoir des résidences utilisant des sources d'énergie renouvelable et comprenant des installations permettant d'en réduire les effluents . . . puis en entreprendre la construction.

3. Concevoir des aménagements urbains fondés sur des principes d'efficacité énergétique et l'élimination des distances entre la résidence, le lieu de travail, les postes d'approvisionnement, les lieux de loisirs, l'école . . . et en imposer la réalisation par la voie législative.

4. Faire des recherches et encourager toutes les méthodes permettant de tirer de l'énergie des résidus (ordures ménagères, effluents, fumier) pour fournir de la chaleur, de l'énergie et des engrais . . .

5. Concevoir et produire des véhicules alimentés à l'énergie renouvelable et ne polluant pas.

6. Utiliser Petro-Canada pour distribuer des carburants exotiques: gas-oil, propane . . .

7. Concevoir des systèmes permettant d'économiser l'énergie et en entreprendre l'installation.

8. Concevoir des méthodes permettant d'utiliser des ressources énergétiques renouvelables pour faire la culture économique de denrées. Il faut cesser d'importer autant d'aliments.

9. Etc . . .

Les possibilités sont infinies!

La seule limite est celle que nous nous imposons.

N'est-ce pas?

Présenté par  
J. Prior, Vernon (C.-B.)

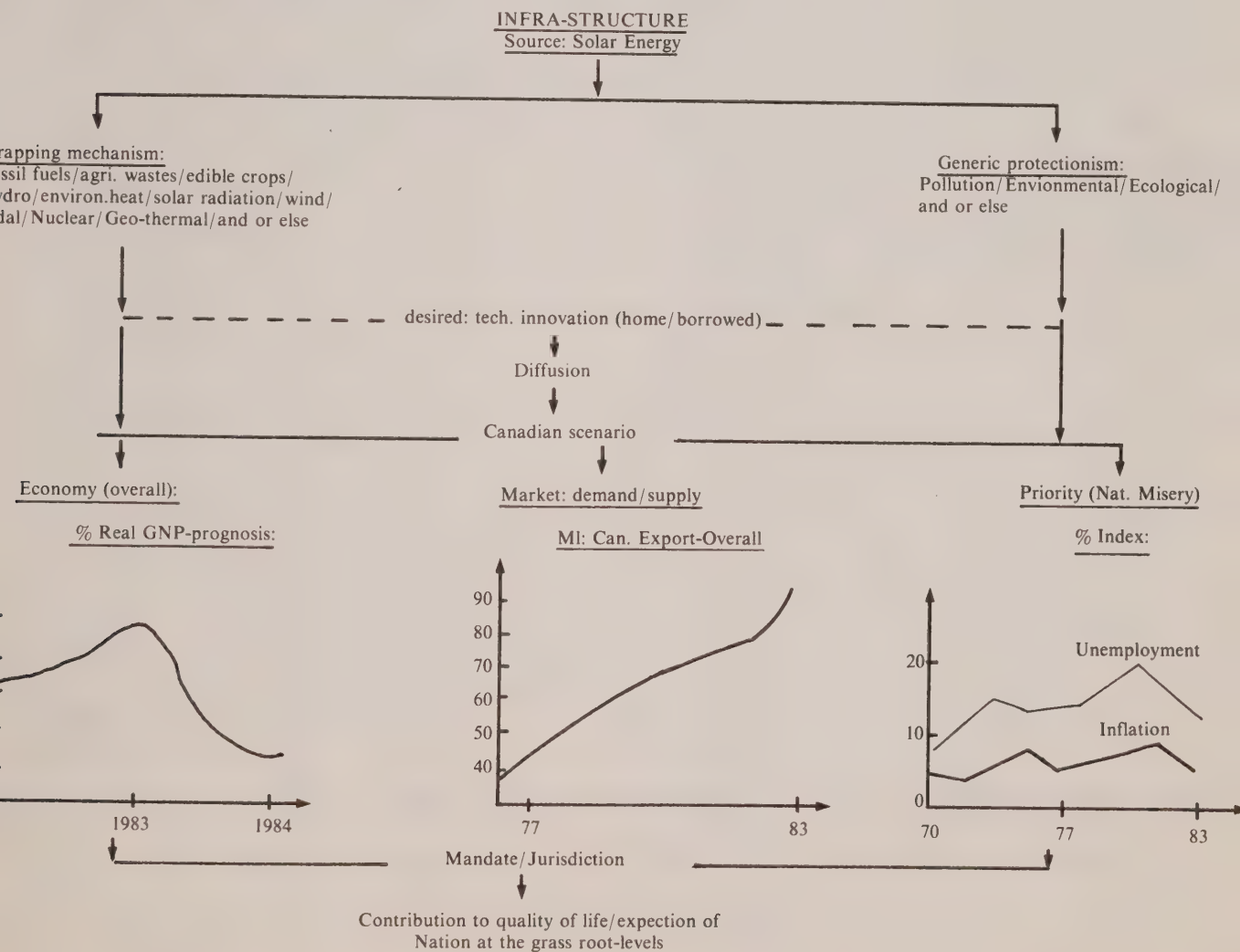
APPENDIX "ENR-16F"

to:  
Clerk of the standing senate committee  
on energy and natural resources  
The Senate, Ottawa, Ontario K1A 0A4/Canada:

ORIGINAL:

: Urgent: without prejudice:  
Re : Brief to any aspect of NEP: Solicited:  
(Submission by an academic professional  
(without prejudice).

ir,  
In view of your solicitation/invitation to submit a brief on any aspect of National Energy Policy, I intend (however with some reservation) to  
polarize issues in policy and strategy to dissolve/resolve in a contemporary divided world and within a broader spectrum of technological  
innovation/diffusion to the service of mankind (zb: Energex-84/ICCAM-84):





## ANNEXE «ENR-16F»

Aux soins du

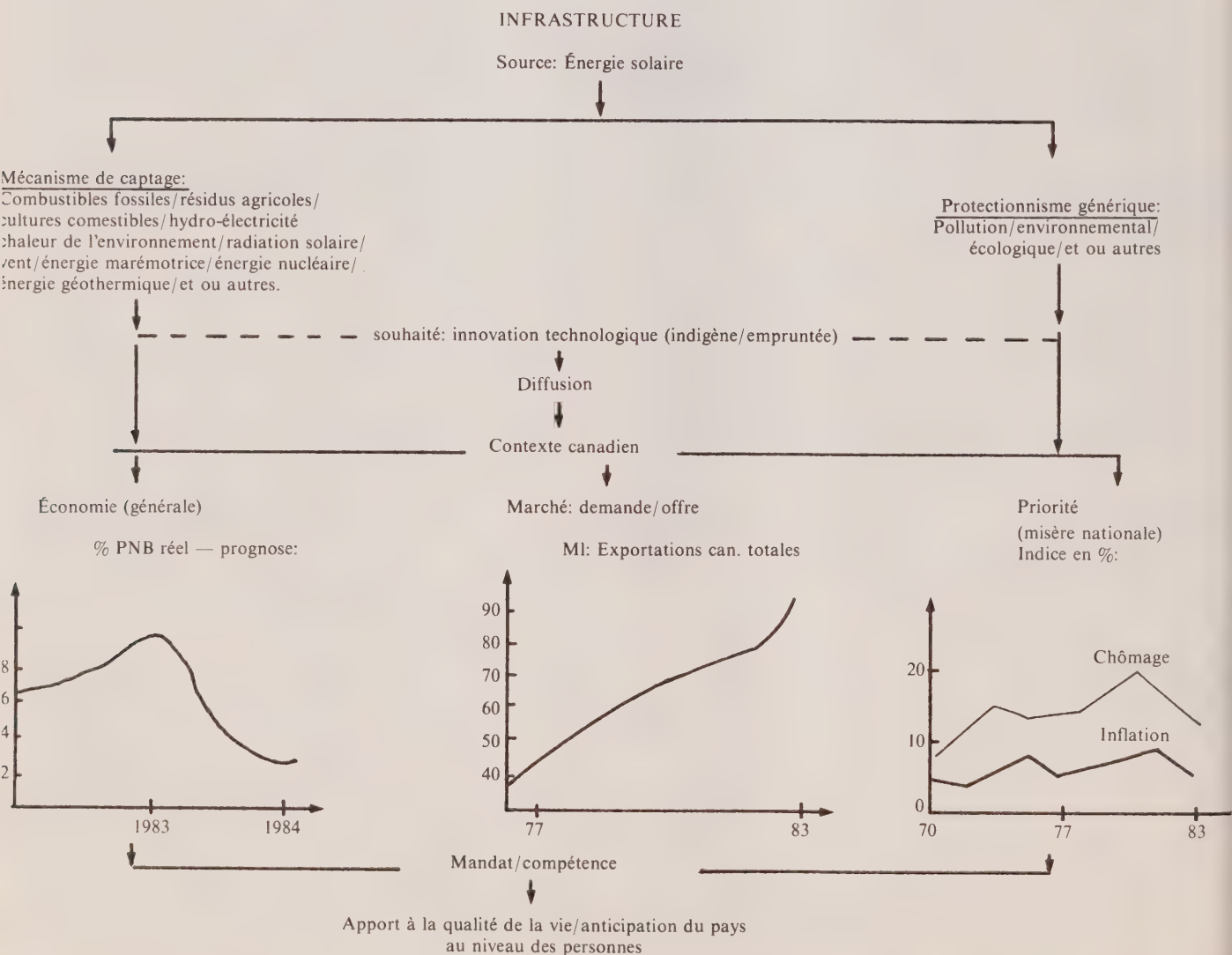
Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat, Ottawa (Ontario) K1A 0A4/Canada:

: Urgent: sous toutes réserves

Objet : Mémoire concernant les divers aspects du PÉN: Sollicité:  
Présenté par un professionnel du secteur académique  
(sous toutes réserves)

Monsieur le greffier,

En réponse à votre sollicitation/invitation à présenter un mémoire sur l'un ou l'autre aspect de la politique énergétique nationale, j'ai l'intention (avec certaines réserves toutefois) de polariser les questions d'ordre politique et stratégique visant à dissoudre ou résoudre dans un monde moderne divisé et à l'intérieur d'un éventail plus large d'innovation/diffusion technologique mis au service de l'humanité (zb: Energex-84/ICCAM-84):



Thanking you,

Dated April 2, 1984  
Fundamental Research Institute  
Ottawa/Ontario/Canada

truly yours,  
(DR. A. K. RAY, D.Sc.)  
FIMA, FAAAS, AFAIAA, FRAeS, MAASC,  
MACFAS, MISCA.  
Consultant & Advisor  
Reviewer in Applied Mech. Reviews

---

Self-addressed mailing label:

DR. A. K. RAY, D.Sc.  
Ste: 318-A/2767 Innes Road  
Gloucester K1B 4L4/Ontario  
CANADA

Je vous prie d'agréer, monsieur le greffier, l'expression de mes sentiments distingués,

Le 2 avril 1984  
Institut de recherche fondamentale  
Ottawa (Ontario) Canada

(DR. A. K. RAY, D.Sc.)  
FIMA, FAAAS, AFAIAA, FRAeS, MAASC,  
MACFAS, MISCA.  
Expert-conseil et conseiller  
Réviseur dans le domaine de la  
mécanique appliquée

---

Adresse: DR. A. K. RAY, D.Sc.  
Suite: 318-A/2767 Innes Road  
Gloucester K1B 4L4/Ontario  
CANADA



## APPENDIX "ENR-16G"

THE ROYAL BANK OF CANADA  
SUBMISSION TO THE STANDING  
SENATE COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES  
JUNE 11, 1984

The Royal Bank of Canada is pleased to have the opportunity to assist the Committee in its review of the National Energy Program. The development of government policies and programs in a country as large and diverse as Canada is a task of singular complexity. Diverse viewpoints are inevitable and healthy, but make the process of forming policy difficult. The Royal Bank has, in the past, exercised its corporate responsibility to participate in the national discussion and, in doing so, has been critical of some aspects of the NEP, while complimenting others. The intent of our present submission is, however, not to criticize past decisions, but to provide constructive comment to assist future decisions. In that spirit, we begin with a discussion of two specific issues raised by Senator Hastings, and conclude with some short statements of our position on several aspects of the program.

The two issues raised by the Chairman are:

- 1) the impact of Canadianization on
  - a) the money markets
  - b) the overall economy, and
- 2) changes in the NEP that might achieve a better mesh between energy and fiscal policies.

## ISSUES RAISED BY CANADIANIZATION

## A) Impact on Money Markets

A flurry of corporate acquisitions and mergers in Canada and abroad resulted from the NEP as well as a number of other factors. In 1981 alone, transactions affecting *foreign direct investment in Canada* resulted in an unprecedented net capital outflow of nearly \$4 1/2 billion. These outflows were dominated by takeovers of foreign-controlled Canadian companies in the energy sector. Net *direct investment abroad* soared to nearly \$7 billion in the same year because of transactions related to acquisitions of foreign companies by Canadian residents. More than half the value of these foreign acquisitions were in the manufacturing sector—mainly in the United States. In total, the net outflow of direct investment capital was \$11.3 billion in 1981, compared with about \$2 billion in each of the two previous years. (See table, page 5.)

The immediate impact of these capital account developments on the exchange value of the Canadian dollar was relatively small as outflows of direct investment capital were more than offset by net inflows of short-and long-term debt capital.

## ANNEXE «ERN-16G»

MÉMOIRE DE LA BANQUE ROYALE DU CANADA  
AU COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES  
11 JUIN 1984

C'est avec un vif plaisir que La Banque Royale du Canada saisit cette occasion d'apporter son concours au Comité dans son évaluation du Programme énergétique national. Dans un pays aussi vaste et aussi divers que le Canada, la formulation des politiques et des programmes gouvernementaux est une tâche d'une singulière complexité: les inévitables divergences d'opinions—pour légitimes et saines qu'elles soient—la rendent toujours difficile. Consciente des responsabilités que son statut lui impose, la Banque Royale se fait un point d'honneur d'intervenir dans les débats nationaux. C'est ainsi qu'elle a critiqué certains aspects du Programme énergétique national, tout en louant d'autres éléments de cette politique. Le présent mémoire n'a cependant pas pour objet de revenir sur les décisions passées, mais plutôt de faire œuvre constructive en vue des orientations futures. Aussi commençons-nous par aborder les deux points évoqués par le sénateur Hastings, avant de conclure en précisant brièvement notre position à l'égard de plusieurs aspects du programme.

Le président du Comité a soulevé deux questions:

- 1) Quel impact la canadianisation a-t-elle eu:
  - a) sur les marchés monétaires?
  - b) sur l'économie dans son ensemble?
- 2) Quelles modifications seraient susceptibles d'assurer une coordination plus harmonieuse entre les politiques énergétique et budgétaire?

## LES CONSÉQUENCES DE LA CANADIANISATION

## A) Impact sur les marchés monétaires

Sans négliger l'influence d'autres facteurs, on peut dire que le Programme énergétique national a été la cause première d'une vague d'acquisitions et de fusions au Canada et à l'étranger. Pour la seule année 1981, les transactions liées aux *investissements directs étrangers au Canada* ont donné lieu à une *sortie* nette de capitaux de près de 4.5 milliards de dollars, ce qui ne s'était jamais vu. Cet exode est essentiellement attribuable au rachat des participations majoritaires d'investisseurs étrangers dans diverses sociétés canadiennes du secteur énergétique. Quant aux *investissements directs nets à l'étranger*, ils se sont chiffrés la même année à près de 7 milliards, à la suite d'acquisition d'entreprises étrangères par des résidents canadiens; en valeur, plus de la moitié de ces absorptions se sont faites dans le secteur secondaire, principalement aux États-Unis. Globalement, les mouvements de capitaux d'investissement direct se sont soldés par une sortie de 11.3 milliards de dollars en 1981, contre environ 2 milliards pendant chacune des deux années précédentes (voir le tableau de la page 4).

L'effet immédiat de ces opérations en capital sur le cours du dollar canadien a été atténué par un afflux de capitaux d'emprunt à court et à long terme, qui a fait plus que compenser l'hémorragie des investissements directs. D'une part,

The sharp increase in the net inflow of *long-term debt capital*, resulting from transactions with non-residents in Canadian and foreign *portfolio* securities, was concentrated in the final quarter of 1981 when bond borrowings accelerated in response to declining interest rates abroad relative to Canadian rates. All players were active: provincial governments and their enterprises, private sector corporations, and the federal government.

*Short-term* transactions led to a huge net inflow of nearly \$16 billion in 1981 — accounted for mainly by the foreign currency transactions of the chartered banks as they increased their foreign currency liabilities by far more than they increased their claims on non-residents. The bulk of the net inflow took place in the first six months of 1981 and was attributable in part to new developments in Canadian banking legislation and to the NEP.

While the distortions in capital flows resulting *directly* from the takeovers inspired by the NEP were quickly and smoothly washed out of the system, the *indirect* impact of the NEP on the value of the Canadian dollar, the level of Canadian interest rates, and the overall rate of economic activity may be longer-lasting. The suddenness of the change in policy, the lack of consultation, the discriminatory aspects of the legislation, the trend toward greater economic nationalism it seemed to portend, the threat of stepped-up activity by the Foreign Investment Review Agency — all these factors undoubtedly had a severely negative influence on foreign investor confidence in Canada. Investors are typically nervous about the safety of their money and will react unfavourably: to legislation which changes “the rules of the game” quickly, with no prior consultation amongst interested parties; to real or imagined fears of spreading economic nationalism; and to measures which discriminate against one group and favour another. This is difficult, indeed impossible, to quantify. But to the extent that the allegation is true, the implication would be that Canada may have had to rely, in the years since 1981, relatively more heavily on foreign debt capital as opposed to foreign equity capital than would otherwise have been the case. Since debt-servicing costs vary with the interest-rate cycle, which is very largely outside domestic control, Canada may now be saddled with a larger, more volatile debt burden than need to have been the case.

l'entrée nette de *capitaux d'emprunt à long terme*—c'est-à-dire le solde des transactions effectuées avec des non-résidents sur des *valeurs de portefeuille* canadiennes et étrangères—s'est brusquement accrue, surtout au dernier trimestre, car tous les grands emprunteurs—administrations et entreprises publiques provinciales, sociétés privées et administration fédérale—ont multiplié leurs émissions obligataires à l'étranger pour tirer parti de la baisse relative des taux d'intérêt à l'extérieur du pays.

D'autre part, les mouvements de *capitaux à court terme* se sont soldés par une entrée de près de 16 milliards de dollars en 1981. Ce chiffre énorme est surtout imputable aux opérations en devises des banques à charte; leurs engagements en monnaies étrangères ont en effet plus augmenté que leurs créances sur les non-résidents. Cet afflux net de capitaux, concentré au premier semestre de 1981, tient notamment à la nouvelle législation bancaire canadienne et au Programme énergétique national.

Les effets *directs* du programme — les distorsions introduites dans les flux de capitaux par la prise de contrôle d'entreprises du secteur énergétique — se sont dissipés sans délais ni problèmes. Il n'en va pas de même des effets *indirects* sur le dollar canadien, le loyer de l'argent et le rythme de l'activité économique, qui risquent de se faire sentir plus longtemps. La soudaineté de la décision politique, l'absence de consultation, les aspects discriminatoires de la législation, les relents de nationalisme économique que semblait contenir le programme ainsi que la menace d'interventions accrues de l'Agence d'examen de l'investissement étranger, ont miné la confiance des non-résidents susceptibles d'investir au Canada. On sait que les investisseurs se soucient beaucoup de la sécurité de leurs placements et réagissent défavorablement à l'adoption de lois qui modifient en peu de temps les règles du jeu sans consultation préalable des parties intéressées, à la montée — réelle ou imaginaire — du nationalisme économique, et à toutes les mesures qui privilégient certains groupes au détriment d'autres. Tout cela est évidemment difficile, même impossible, à quantifier. Mais si cette hypothèse est fondée, le gonflement des emprunts des agents économiques canadiens à l'étranger observé depuis 1981 pourrait n'être au fond qu'un palliatif à l'insuffisance relative des investissements directs des non-résidents. Le coût des emprunts étant tributaire du loyer de l'argent qui, pour une très large part, nous est imposé de l'extérieur, le Canada supporterait alors un endettement plus important et plus instable que cela n'aurait été le cas en l'absence du programme.

THE CANADIAN BALANCE OF PAYMENTS  
(Billions of Dollars)

|  | 1979  | 1980   | 1981   | 1982   | 1983   |
|--|-------|--------|--------|--------|--------|
| Current Account  | -4.84 | -1.07  | -5.77  | 3.02   | 1.58   |
| Trade  | 4.43  | 8.79   | 7.37   | 18.34  | 18.04  |
| Services   | -9.93 | -11.12 | -14.69 | -16.76 | -17.35 |
| Transfers  | 0.67  | 1.26   | 1.55   | 1.44   | 0.89   |
| Net Short-Term Capital Inflows                                     | 7.05  | -0.21  | 15.89  | -8.76  | 2.78   |
| Net Long-Term Capital Inflows                                      | 2.09  | 1.19   | 0.15   | 9.09   | 2.75   |
| Of which:  |       |        |        |        |        |
| Net Direct Investment in Canada                                    | 0.75  | 0.80   | -4.40  | -1.43  | 0.20   |
| Net Direct Investment Abroad                                       | -2.55 | -3.15  | -6.90  | -0.20  | -2.53  |
| Net Direct Investment in Total                                     | -1.80 | -2.35  | -11.30 | -1.63  | -2.33  |
| Net Errors and Omissions   | -2.61 | -1.41  | -9.05  | -4.04  | -6.56  |
| SDR Allocations  | 0.22  | 0.22   | 0.21   | —      | —      |
| Net Official Monetary Movements                                    | 1.91  | -1.28  | 1.43   | -0.70  | 0.55   |
| Memo Item:   |       |        |        |        |        |
| Long-term capital inflows excluding<br>net total direct investment | 3.89  | 3.54   | 11.45  | 10.72  | 5.08   |

Source: *Bank of Canada review*, April 1984

BALANCE DES PAIEMENTS DU CANADA  
(en milliards de dollars)

|  | 1979  | 1980   | 1981   | 1982   | 1983   |
|--|-------|--------|--------|--------|--------|
| Solde de la balance des opérations courantes                                       | -4.84 | -1.07  | -5.77  | 3.02   | 1.58   |
| Excédent du commerce de marchandises   | 4.43  | 8.79   | 7.37   | 18.34  | 18.04  |
| Déficit des services   | -9.93 | -11.12 | -14.69 | -16.76 | -17.35 |
| Excédent des transferts  | 0.67  | 1.26   | 1.55   | 1.44   | 0.89   |
| Entrées nettes de capitaux à court terme   | 7.05  | -0.21  | 15.89  | -8.76  | 2.78   |
| Entrées nettes de capitaux à long terme  | 2.09  | 1.19   | 0.15   | 9.09   | 2.75   |
| Dont:  |       |        |        |        |        |
| Investissements directs nets au Canada   | 0.75  | 0.80   | -4.40  | -1.43  | 0.20   |
| Investissements directs nets à l'étranger  | -2.55 | -3.15  | -6.90  | -0.20  | -2.53  |
| Solde des investissements directs  | -1.80 | -2.35  | -11.30 | -1.63  | -2.33  |
| Erreurs et omissions nettes  | -2.61 | -1.41  | -9.05  | -4.04  | -6.56  |
| Allocations de D.T.S.  | 0.22  | 0.22   | 0.21   | —      | —      |
| Solde des mouvements monétaires officiels  | 1.91  | -1.28  | 1.43   | -0.70  | 0.55   |
| Pour mémoire:  |       |        |        |        |        |
| Entrées de capitaux à long terme, solde<br>des investissements directs non compris | 3.89  | 3.54   | 11.45  | 10.72  | 5.08   |

Source: *Revue de la Banque du Canada*, avril 1984



A corollary of this is that the Canadian dollar's foreign exchange value may have been made more vulnerable to movements in foreign interest rates, particularly U.S. interest rates. Alternatively put, Canadian interest rates may now have to be higher, in relation to those in the United States, to sustain any particular value for the Canadian dollar than previously — a situation that will remain until foreign investor confidence in Canada strengthens again.

#### B) Impact on the Economy

The main impact of federal and provincial involvement in energy production has been to reduce the effective price for petroleum received by Western Canadian *producers* well below what would be obtained in a free market. The effective tax rate upon producers is in some instances higher than 90 per cent. In general, it is very substantially above the average Canadian corporate tax rate and significantly above that of other oil producing countries. The greatest distortion by far of current Canadian energy policy is to lower dramatically the revenues of oil and gas producers in Western Canada and hence to reduce significantly investment spending in that region.

The key link between energy policy and the economy would seem to be energy investment. *Offshore exploration* is highly intensive in foreign-made capital goods, requires little infrastructural spending and entails long lead times for development and production. *Onshore exploration* is much less capital intensive and, when successful, leads to rapid progress through the development and production stages with their often significant requirements for infrastructural investment.

A second relationship between current energy policy and the economy is the former's effect upon oil production. Onshore exploration, when successful, has a much faster payoff than offshore exploration. A new field in Western Canada can be brought on stream within a year or two. An economically exploitable offshore field could probably not begin production for 5 to 7 years. Thus, a higher rate of exploration in Western Canada could have an almost immediate positive impact on the level of oil production, levels of employment, the balance of payments and petroleum industry and government revenues.

This line of reasoning is consistent with the majority of assessments of current energy policy. While it captures the direction of effects, it would be a difficult exercise to quantify them even approximately.

#### CHANGES IN THE NEP

The Canadian Petroleum Association has produced a recent report based upon quantitative, econometric simulations to support recommendations for a complete revision of the rules governing petroleum industry activity in Canada. The Association would increase the revenue share of western oil producers through lower taxes and royalties and replace the existing sys-

C'est ce qui expliquerait que la monnaie canadienne soit devenue plus vulnérable aux fluctuations des taux d'intérêt étrangers, en particulier ceux des États-Unis. Autrement dit, les taux canadiens devraient maintenant être plus élevés qu'auparavant — par rapport à leurs homologues américains — pour préserver une parité donnée du dollar canadien. Il va sans dire que la situation ne se redressera qu'une fois rétablie la confiance des investisseurs étrangers.

#### B) Impact sur l'économie

Les interventions fédérales et provinciales dans la production énergétique ont eu pour principal effet de faire chuter le prix effectivement perçu par les *producteurs* de pétrole de l'Ouest canadien bien au-dessous de celui qu'ils auraient obtenu sur un marché libre. Par ailleurs, le taux réel d'imposition des sociétés pétrolières, qui dépasse parfois 90 p. 100, est généralement beaucoup plus élevé que le taux moyen des sociétés canadiennes, et est en outre supérieur à ceux qu'appliquent les autres pays producteurs de pétrole. Mais la distorsion économique la plus grave — et de loin — reste la brutale compression des recettes des sociétés pétrolières et gazières de l'Ouest du Canada, avec les conséquences que l'on sait sur le niveau des investissements dans cette région.

Il semble d'ailleurs que c'est par le biais de l'investissement que la politique énergétique a influé sur l'économie. En effet, l'*exploration en mer* requiert une très forte proportion de biens d'équipement fabriqués à l'étranger, mais peu de dépenses d'infrastructure; elle se caractérise de plus par de longs délais préalables à la mise en valeur et à l'entrée en production des puits. L'*exploration à terre*, par contre, est beaucoup moins capitalistique et, quand elle est couronnée de succès, débouche rapidement sur la mise en valeur et la production proprement dite, deux étapes qui nécessitent cependant des investissements d'infrastructure souvent importants.

L'effet de la politique actuelle sur la production pétrolière constitue un autre facteur à considérer. En cas de succès, l'exploration à terre «rapporte» beaucoup plus vite que la prospection en mer: un nouveau champ pétrolier de l'Ouest canadien peut en effet être mis en exploitation après un an ou deux, alors que la production ne commence en général pas avant cinq à sept ans sur un gisement économiquement rentable situé au large des côtes. Il s'ensuit qu'une accélération de l'exploration dans l'Ouest se traduirait presque immédiatement par une amélioration du niveau de la production pétrolière et, partant, de l'emploi, de la balance des paiements, des revenus de l'industrie pétrolière et des recettes gouvernementales.

Le raisonnement précédent rejoint la majorité des analyses faites sur la politique énergétique actuelle. Cela dit, même si la nature des conséquences économiques du programme est connue, leur ampleur est difficilement mesurable, même de façon approximative.

#### LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

L'Association pétrolière du Canada vient de diffuser un rapport, basé sur des simulations économétriques quantitatives, pour appuyer sa demande d'une révision complète de la réglementation régissant l'industrie pétrolière du Canada. L'Association majorerait la part des recettes pétrolières allant aux producteurs de l'Ouest en abaissant les impôts et les redevan-

tem of PIP exploration grants with a tax-based incentive system. It would encourage private Canadian ownership by replacing the current 25 per cent back-in provision on Canada Lands with increased incentives to Canadian investors. The Association predicts that these and other changes would raise economic growth and reduce unemployment—and permit Canada to achieve oil self-sufficiency in the first half of the 1990s.

Without commenting on the report itself, we would argue that changes made in the NEP should be introduced after prior consultation of all interested parties. The energy industry, and petroleum in particular, has suffered much turbulence in the past ten years—much of it due to international events beyond domestic control. In future, we must at least not act so as to add to the turbulence by rapidly changing the domestic policy framework. Many petroleum firms have embarked on major exploration and development plans based on current energy policy. It would be unfair to pull the rug out from under them in an abrupt manner.

It is important to remember in future that while energy and fiscal policies may be better meshed together, they are, in fact, *separate* policies and we should not attempt to solve problems in one area at the cost of creating problems in another.

The objectives of the NEP related to Canadianization, self-sufficiency in oil supply, and increasing the federal share of petroleum revenues. These objectives conflicted with one another to some extent, reducing the efficacy with which each was achieved. The revenue objective was apparently included because the corporate income tax system fails to collect the revenues the federal government believes to be their "fair" share. The primary instrument by which the federal share was increased was the Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT). As we discuss briefly below, this tax impairs efficiency in development of oil and gas resources, reducing the size of the pie to be shared. It would seem to be more appropriate to achieve the revenue objectives through some modification of the corporate income tax.

The main problem with the attempt to mesh energy and fiscal policies was that the success of both depended on a variable which Ottawa could not control: the world price of oil. The policymakers seemed to have forgotten that, as is the case with all forecasts, forecasts of individual commodity prices can and often do turn out to be wrong. Had the forecast of high and rapidly rising world oil prices been realized, both policies might have been applauded as brilliant successes. In the event, oil prices stopped rising and even declined—in nominal as well as real terms—and the objectives of energy and fiscal policy were dealt a severe blow.

Another important issue here is the danger of the incorrect application of perfectly valid economic theories and constructs to real world developments—in the current case, of the theory of economic rent, defined as the return to any factor of production whose supply is absolutely fixed in amount over and above the return it could earn in its next best alternative use. Pure

ces et en remplaçant les subventions à l'exploration du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) par une série de stimulants fiscaux. Elle favoriserait l'investissement privé canadien en substituant des mesures incitatives accrues à l'actuel droit de participation obligatoire de 25 p. 100 applicable aux terres du Canada. Moyennant quoi, prédit-elle, la croissance économique s'accélérera, le chômage diminuera, et le Canada atteindra son objectif d'autosuffisance pétrolière dans la première moitié des années 1990.

Sans nous prononcer sur le rapport lui-même, nous voulons souligner l'importance de n'apporter aucune modification au Programme énergétique national sans consultation préalable de tous les intéressés. Le secteur des ressources énergétiques, et en particulier l'industrie pétrolière, ont été très durement secoués au cours des dix dernières années—pour des raisons essentiellement indépendantes de notre volonté nationale. Nous devons à tout le moins faire en sorte de ne pas compliquer les choses en changeant brutalement le cadre politique dans lequel opèrent les sociétés pétrolières. En effet, beaucoup se sont lancées dans de vastes opérations d'exploration et de mise en valeur en réponse au programme actuel, et il serait des plus injustes à leur égard de changer les règles du jeu sans avertissement.

À l'avenir, nous devons également nous rappeler que s'il est possible d'harmoniser mieux les politiques énergétique et budgétaire, celles-ci sont et doivent rester *distinctes*: rien ne sert, pour régler un problème ici, d'en créer un autre là.

Le Programme énergétique national a pour objectifs la canadienisation, l'autosuffisance pétrolière et l'accroissement de la part fédérale des recettes de l'exploitation du pétrole. Mais ils sont au moins partiellement contradictoires, ce qui a nui à leur réalisation. La raison d'être du troisième objectif est que le gouvernement fédéral s'estimait insuffisamment servi par le régime d'imposition des entreprises. Pour corriger cette situation, il a instauré la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG). Mais cet impôt, nous le montrerons plus loin, freine la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières et diminue donc le gâteau à partager. Il serait probablement plus efficace de modifier le régime fiscal des entreprises pour atteindre l'objectif de redistribution énoncé.

La tentative fédérale d'harmoniser les politiques énergétique et budgétaire a buté sur un facteur totalement indépendant de la volonté d'Ottawa: le prix mondial du pétrole. Les auteurs de ces politiques avaient apparemment oublié que, comme toute prédiction, les prévisions des prix d'une matière première peuvent ne pas se réaliser. Combien d'anticipations ont ainsi été déjouées! Les autorités fédérales auraient sans doute été louées si, comme elles s'y attendaient, les prix pétroliers mondiaux avaient poursuivi leur vertigineuse ascension. Mais dans les faits, ils ont cessé de monter et même, ont décliné en termes nominaux comme en termes réels, compromettant la réalisation des objectifs énergétiques et budgétaires envisagés.

Nous tenons aussi à signaler le problème grave qu'a posé, dans le cas qui nous occupe, l'application incorrecte d'une théorie par ailleurs tout à fait valide, celle de la rente économique. Cette théorie nous enseigne qu'il est possible d'imposer à 100 p. 100, sans pour autant réduire l'offre, une rente économique pure définie comme la surrémunération d'un facteur de



economic rent can be completely taxed away without reducing supply. The NEP attempted to apply the theory to oil production and the error would seem to lie in the fact that the supply of oil is not at all independent of the return received by the producer, but rather varies directly with the producer price. Future attempts to find a better mesh between energy and fiscal policies will no doubt have to keep this in mind.

### *SOME SELECTED ISSUES OF RESOURCE POLICY*

Although we have not reviewed all of the submissions and testimony of previous witnesses, we are confident that the issues identified below are all familiar to the distinguished members of the Committee. We, therefore, intend here merely to identify those issues we consider to be most important and to set out our position on them with a minimum of background. The Committee should be aware that when aspects of policy that affect general economic efficiency come into conflict with policy objectives relating to redistribution of the nation's wealth, we generally support a resolution that leads to economic efficiency. This should not be viewed as an expression of political bias. Rather, we acknowledge the responsibility of government to define redistributive objectives, but favour the achievement of those objectives by means that minimally impair the efficiency with which the economy operates. It is easier to share a large pie than a small one, no matter which political party is slicing it.

#### *Administered Pricing*

The National Energy Program has continued a policy of holding Canadian oil prices below levels determined in the international economy. This policy was defended with the desirability of protecting consumers from the arbitrary decisions of OPEC and by the argument that the benefits of higher oil prices would flow to foreign-owned oil companies anyway. The result of the policy was a redistribution of oil wealth from producers and producing provinces to consumers and consuming provinces, providing a clear example of the potential conflict between distributive and efficiency objectives. The attempt to transfer wealth from predominantly foreign oil companies to Canadian consumers was limited by the following considerations:

a) lower oil prices, implying lower costs of production, were essentially a subsidy to manufacturing industries, and to the extent these lower costs were reflected in higher profits in these industries, rather than in lower prices of manufactured products, the beneficiaries of the transfer were investors, both domestic and foreign.

b) to the extent that the lower oil prices were reflected in lower prices of exported commodities, the value was merely transferred from both Canadian and non-Canadian producers to non-Canadian consumers.

The preceding points suggest that the benefits realized from lower oil prices did not all go to Canadian consumers, which means the traditional argument in their favour is somewhat flawed.

production dont l'offre est rigidelement déterminée, par rapport au revenu qu'il procurerait dans d'autres circonstances. Or, cette théorie ne s'applique pas à la production pétrolière, car l'offre de pétrole n'est pas du tout indépendante du rendement dont bénéficient les producteurs; au contraire, elle est directement fonction du prix qu'ils reçoivent. Les futures tentatives d'harmonisation des politiques énergétique et budgétaire devront absolument tenir compte de ce fait crucial.

### *AUTRES FACETTES DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE*

Nous n'avons pas pris connaissance de tous les mémoires et exposés déjà présentés devant ce Comité, mais nous ne doutons pas que les problèmes soulevés ci-après soient bien connus de ses membres. Par conséquent, nous nous contenterons de mentionner ceux qui nous paraissent les plus importants et d'énoncer notre position à leur égard en limitant les considérations annexes au strict nécessaire. Nous tenons d'abord à préciser qu'en cas de conflit entre l'efficacité économique générale et les objectifs d'une politique de redistribution de la richesse nationale, nous optons en général en faveur de l'efficacité économique. Il ne faut pas voir là un choix politique. Nous sommes parfaitement conscients qu'il revient au gouvernement de définir les objectifs de redistribution. Nous souhaitons seulement qu'ils soient atteints par des moyens qui entravent le moins possible la bonne marche de l'économie. Il est après tout plus facile de partager un gros gâteau qu'un petit, quel que soit le parti politique qui le découpe.

#### *La réglementation des prix*

Le Programme énergétique national a perpétué la politique qui tenait les prix pétroliers canadiens en deçà du prix international. On arguait à ce propos qu'il fallait protéger les consommateurs de l'arbitraire de l'O.P.E.P. et que, de toutes façons, la hausse des prix profitait à des sociétés pour la plupart étrangères. Or, qu'est-il arrivé? Tout simplement un transfert de richesse des producteurs et provinces productrices de pétrole vers les consommateurs et provinces consommatrices! Nous avons là un bel exemple des conflits qui peuvent surgir entre les objectifs de redistribution et d'efficacité. Cette tentative de «rapatriement» des revenus pétroliers s'est heurtée aux obstacles suivants.

a) Le plafonnement des prix du pétrole ayant pour effet direct d'abaisser les coûts de production, cette politique constitue au fond une subvention déguisée aux industries manufacturières; dans la mesure où les économies réalisées sur la facture pétrolière ont servi à gonfler les bénéfices de ces entreprises plutôt qu'à diminuer les prix de leurs produits, ce sont les investisseurs canadiens et étrangers qui en ont bénéficié le plus.

b) Comme une partie de ces mêmes économies a été répercutée sur les prix des exportations, les producteurs du Canada, quelle que soit leur nationalité, se sont trouvés à subventionner des consommateurs étrangers.

Tout cela donne à penser que la politique de réglementation des prix n'a pas favorisé uniquement les consommateurs canadiens et que, par conséquent, la traditionnelle argumentation en leur faveur n'est pas sans faille.



A related argument is sometimes heard to the effect that lower oil prices increase the competitiveness of Canadian industry and at least, therefore, generate higher exports. This proposition is debatable on a couple of grounds but, for the purpose at hand, identifying one analytical deficiency seems adequate. Assuming Canada decides it wants to subsidize exports, doing so with a direct subsidy is more efficient than doing so by artificially restraining the price of one (artificially chosen) factor of production below its equilibrium level. A direct subsidy avoids the losses in efficiency associated with oil consumption in other economic sectors.

In general, artificially low prices of oil stimulate higher levels of consumption, and therefore imports. The cost of the extra imports is partly offset by the benefits enjoyed by those who consume them, but there are also what economists call "deadweight losses" to the economy, and the result can be shown to involve net costs to Canadians. An early estimate of the potential net cost of this aspect of the NEP put it at 1.2 billion dollars annually, and although many of the assumptions on which that estimate was based were invalidated by subsequent events, it does, at least, illustrate the significance of the issue.

Additional costs attributable to this aspect of the program include:

- a) administration costs of government and compliance costs of industry, both of which are relatively significant.
- b) greater reliance on foreign sources of oil, which reduces our ability to respond effectively to interruptions.
- c) a general increase in rigidity of the economy, reducing its capacity to adapt to changes in the international environment.
- d) an industrial structure predicated on low-cost energy, which will lead to an inability to compete on world markets, as declining domestic supplies force us to adapt, eventually, to energy costs set in the world environment. This delayed adjustment puts us a step behind our competitors and may result in a more severe adjustment later on.

On the other side of this issue are the macroeconomic consequences of higher oil prices. Various estimates of the potential effects of moving oil prices to international levels suggested that inflation and unemployment would be higher and economic growth lower than if lower oil prices were maintained. This is undoubtedly correct, at least in the short-term; but it is not clear that such impacts would be significant in the medium and long-term. The crucial element here is the strength of expectations in the economy regarding what the economic environment will look like in future. This is particularly difficult to project, but if inflationary expectations shifted upward, the adverse effects would last longer than otherwise.

The recent reduction in international oil prices has provided us with an opportunity to decontrol domestic oil prices and make them fully responsive to international events. The blended oil price is now over 90 percent of world levels and the

On entend dire assez souvent que la politique de prix pratiquée par le Canada accroît la compétitivité de l'industrie nationale et permet au moins de stimuler les exportations. La proposition est discutable à plusieurs égards, mais nous nous contenterons ici d'une seule objection: si le Canada souhaite vraiment subventionner ses exportateurs, il serait mieux avisé d'agir directement plutôt que de maintenir artificiellement le prix d'un facteur de production (choisi arbitrairement) au-dessous de son niveau d'équilibre. Des subventions directes auraient l'avantage de ne provoquer aucune baisse d'efficacité dans les autres secteurs consommateurs de pétrole.

En règle générale, tenir les prix pétroliers à un niveau artificiellement bas stimule la consommation et, par voie de conséquence, les importations. Le coût de ce surcroît d'importations est certes en partie compensé par les avantages dont jouissent ceux qui les consomment, mais il subsiste toujours une perte «sèche» pour l'économie, donc une charge supplémentaire sur les épaules des Canadiens. Une première estimation avait fixé à 1.2 milliard de dollars par an le coût net du Programme énergétique à cet égard. Même si bon nombre des hypothèses sur lesquelles était fondée cette estimation ne tiennent plus, elle a le mérite de donner une certaine idée de l'ampleur du problème.

Entre autres inconvénients de la réglementation des prix, citons:

- a) le coût, non négligeable, de l'administration des mesures par les pouvoirs publics et de leurs mise en application par l'industrie;
- b) l'importance accrue des livraisons étrangères, qui nous empêche de réagir avec toute l'efficacité voulue aux ruptures d'approvisionnement;
- c) l'intensification générale de la rigidité de l'économie, qui réduit ses facultés d'adaptation à l'évolution de la conjoncture internationale;
- d) l'instauration d'une structure industrielle basée sur une énergie à bon marché, qui se soldera par une perte de compétitivité à l'échelle mondiale lorsque l'épuisement de nos ressources nationales nous obligera à revenir à la vérité des prix internationaux; ayant repoussé l'échéance fatidique, nous serons en retard sur nos concurrents et risquons d'en éprouver des difficultés d'adaptation d'autant plus grandes.

Mais il nous faut aussi considérer les répercussions macroéconomiques d'un relèvement des prix pétroliers. Diverses recherches sur les effets potentiels d'une hausse à l'échelle internationale nous ont appris que l'inflation et le chômage augmenteraient tandis que la croissance économique ralentirait. L'analyse est juste, au moins à court terme; mais il n'est pas certain que ces effets demeurerait sensibles à moyen et à long terme. Tout dépendrait en fait des anticipations conjoncturelles des agents économiques. Les projections à cet égard sont particulièrement hasardeuses, mais on peut à tout le moins prédire que si les anticipations inflationnistes s'accroissaient, les conséquences néfastes d'une hausse des prix pétroliers mettraient plus de temps à se dissiper.

La récente accalmie sur le front des prix pétroliers internationaux nous offre une occasion unique de libérer les prix intérieurs et de les soumettre enfin à la loi du marché. Le prix pondéré du pétrole canadien se situant aujourd'hui à plus de 90 p.

impact on consumers of moving to 100 percent of world levels would be small. Such a move would also enhance the Canadian environment in the eyes of both domestic and foreign investors.

### *The Fiscal System Under The NEP*

The development of oil and gas resources involves a considerable amount of economic rent. Economic rent is the *value* of the resource in excess of all costs, including a return to capital employed in its production. A proper calculation of economic rent would be based on the international price of oil, since that establishes the true value of the resource to Canadians. In Canada, oil prices have been held below world levels so the actual economic rent, calculated as *revenues* in excess of all costs, is lower than the true economic rent. Thus, in Canada the true economic rent is shared by resource owners (mainly provincial governments), the federal government, producers, and consumers. Prior to the NEP, the federal government collected its share through the corporate income tax and export taxes (reduced by import compensation payments and depletion allowances). The consumer's share was realized through oil prices held below world levels, and the provincial share was collected through fees, royalties, and bonus bidding.

Under the NEP, the federal share of the rent was increased by phasing out depletion allowances, adding a new tax (the Petroleum and Gas Revenue Tax), and instituting a Petroleum Compensation Charge, which shifted the burden of oil import costs from the federal government to consumers.

Depletion allowances were complex and we will not discuss them in detail beyond noting that they benefitted only firms with taxable income and, in some instances, were indirectly captured by provincial governments through higher bonus bids, making them of questionable effectiveness from both the industry's and the government's point of view. Having consumers pay the Petroleum Compensation Charge was a clear improvement on previous systems, since it, in effect, moved prices paid by consumers closer to world levels. The PGRT, however, is another instance of conflict between the objectives of redistributing wealth and maintaining economic efficiency.

The PGRT was initially a direct charge on production revenues and was later improved to allow deduction of some costs prior to its calculation. Even with the cost adjustments allowed in its calculation, it is closer to a gross royalty than a tax on profits and, therefore, does not distinguish effectively between high-cost and low-cost reservoirs. It successfully appropriates economic rent from highly productive, low-cost reservoirs, but inevitably causes some marginal developments to be entirely uneconomic, so that they are not developed even though the social benefits to Canada from producing them would exceed the costs. This means that Canada loses some domestic production it should not.

100 du prix mondial, l'uniformisation des deux ne serait guère ressentie par les consommateurs, tout en faisant beaucoup pour revaloriser le Canada aux yeux des investisseurs canadiens et étrangers.

### *La politique budgétaire et le Programme énergétique national*

La mise en valeur des gisements de pétrole et de gaz dégage une rente économique considérable. Par rente économique, on entend la partie de la *valeur* d'une ressource qui en dépasse le coût total d'exploitation, y compris le rendement du capital investi. À proprement parler, il faudrait calculer la rente économique à partir du prix international du pétrole, puisque c'est cette variable et elle seule qui détermine la valeur véritable de la ressource pétrolière canadienne. Au Canada toutefois, parce que les prix pétroliers sont inférieurs au prix mondial, la rente économique réelle—les *recettes* en excédent des coûts de production—est inférieure à la rente véritable, qui est en fait répartie entre les propriétaires de la ressource (pour l'essentiel, des provinces), l'administration fédérale, les producteurs et les consommateurs. Voici comment se faisait cette répartition avant l'instauration du Programme énergétique national: le gouvernement fédéral prélevait sa part par l'intermédiaire de l'impôt sur le revenu des entreprises et des taxes à l'exportation déduction faite des paiements d'indemnisation des importateurs de pétrole et des provisions pour épuisement), les consommateurs bénéficiaient d'une réduction du prix du pétrole par rapport au niveau mondial, et les gouvernements provinciaux retiraient des droits, des redevances et des primes de soumission.

Le Programme énergétique a eu pour effet d'accroître la part fédérale en supprimant les provisions pour épuisement, en alourdissant la fiscalité des entreprises par la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, et en instituant un prélèvement d'indemnisation pétrolière qui déplace du gouvernement fédéral au consommateur le fardeau financier des importations.

La formule des provisions pour épuisement était extrêmement complexe, et nous nous limiterons à mentionner qu'elle n'avantageait que les entreprises ayant réalisé un bénéfice imposable. Dans certaines circonstances, le mécanisme des primes de soumission transférait l'avantage fiscal au gouvernement provincial, ce qui explique le peu d'enthousiasme de l'industrie et du pouvoir fédéral pour ce système. Le prélèvement d'indemnisation pétrolière constitue un net progrès sur les régimes précédents, puisqu'il a pour effet de rapprocher le prix à la consommation du prix mondial. La T.R.P.G., par contre, nous offre un autre exemple de conflit entre les objectifs de redistribution et d'efficacité économique.

À l'origine, elle s'appliquait directement aux recettes de production; par la suite, on a autorisé certaines déductions préalables. Mais même maintenant, elle demeure plus proche d'une redevance sur le chiffre d'affaires brut que d'un impôt sur les bénéfices et, de ce fait, ne tient à peu près pas compte des coûts de production. Elle permet certes au gouvernement de récupérer la rente économique des puits très productifs et peu coûteux à exploiter, mais ruine tout espoir de rentabiliser certains gisements marginaux, qui restent inexploités même si sur le plan social, les avantages de leur mise en valeur dépasseraient ses coûts. Bref, la production canadienne s'en trouve inutilement amputée.



Although we recognize the difficulties of collecting economic rent within the income tax system, the objective of economic efficiency demands that this rent be collected as a portion of actual profits, rather than of gross revenues. We, therefore, recommend the substitution of the PGRT with a profit-based collection device.

### *The Petroleum Incentive Program*

The energy program includes a Petroleum Incentive Payment (PIP) schedule that varies by geographical area and by the level of Canadian ownership of the recipient firm. The objectives of the PIP program are:

(a) to further the objective of Canadianizing the industry by allowing a means of discrimination between Canadian and foreign firms.

(b) to provide a means whereby the federal government can influence the geographical emphasis of petroleum exploration and development (without contravening various tax treaties).

The first objective is a political decision on which we restrict our comments to noting that it has implications for the manner in which foreign entities view Canada and the Canadian investment environment, and that it may have enticed some Canadian companies to over-extend themselves. The second objective has implications regarding the efficiency with which Canada's oil and gas resources are developed. Our concerns in this area are set out below.

Economic logic suggests that we should develop resources in ascending order of costs. Technical advances may make today's expensive oil tomorrow's cheap oil, or economic changes may reduce the need to develop expensive oil. An industry looking to optimize returns to an exploration program will allocate resources to various areas of the country in a manner that will, in general, bring on cheaper supplies first and defer more expensive sources to later development. A grant system that varies by region is interfering with the decision about where to look for oil, and the resulting bias may well result in failure to develop some less costly sources because attention has been diverted to high-cost areas by artificial incentives.

While we acknowledge some benefits to be derived from defining the country's petroleum resource base, the costs of attaining that information may be excessive, particularly given the fact that the current world oil surplus has made the need for such information less pressing than it was when the NEP was introduced.

We, therefore, believe that a review of the PIP program, drawing on consultation with all interested parties, would be advisable. Any such review should be cognizant that many firms have adapted their activities to the program in good faith, and any changes to the program would probably have to be phased in over a reasonable time period in order to avoid further disruption.

Nous sommes conscients des problèmes que pose la récupération de la rente économique dans le cadre du régime fiscal normal, mais à notre avis, la rationalité économique exige qu'elle soit prélevée sur les bénéfices réels et non sur les recettes brutes. Nous recommandons par conséquent qu'on substitue à la T.R.P.G. un mécanisme de perception qui frappe les bénéfices.

### *Le programme d'encouragement du secteur pétrolier*

Le Programme énergétique national prévoit aussi des subventions à l'exploration qui sont fonction de la région géographique et du degré de participation canadienne dans l'entreprise bénéficiaire. Les buts du Programme d'encouragement du secteur pétrolier sont:

a) de promouvoir la canadienisation de l'industrie pétrolière en subventionnant les sociétés canadiennes de préférence aux entreprises étrangères;

b) de donner au gouvernement fédéral un moyen d'orienter les programmes de recherche et de mise en valeur vers certaines régions, sans violer les diverses conventions fiscales auxquelles il est partie.

Le premier objectif est de nature purement politique, et nous nous contenterons de souligner d'une part, qu'il a altéré la façon dont les investisseurs étrangers perçoivent notre pays et ses possibilités économiques, et d'autre part, qu'il a peut-être dangereusement accéléré la croissance de certaines entreprises canadiennes. Le deuxième objectif, lui, pose le problème de l'efficacité avec laquelle le Canada met en valeur ses ressources pétrolières et gazières. Voici comment.

La logique économique voudrait que cette mise en valeur se fasse par ordre croissant de difficulté. Le progrès technique peut faire d'un gisement coûteux à exploiter aujourd'hui un gisement extrêmement rentable demain, et qui sait si la conjoncture économique ne changera pas au point de rendre inutile l'extraction du pétrole cher? Livrée à elle-même, l'industrie cherchera à optimiser le rendement de ses activités d'exploration à l'échelle du pays et épuisera donc les gisements faciles à rentabiliser avant de s'attaquer à ceux qui reviennent plus cher. Un régime de subventions à paramètres régionaux risque, en modifiant la répartition géographique des programmes d'exploration, d'amener l'industrie à négliger certaines zones très intéressantes sur le plan économique au profit d'autres régions a priori moins rentables, simplement pour bénéficier d'avantages artificiels.

Nul doute qu'un recensement complet des réserves pétrolières canadiennes aurait une certaine valeur. Mais nous nous interrogeons sur le coût de l'opération, d'autant plus que l'engorgement du marché mondial du pétrole la rend moins pressante qu'à l'époque où l'actuelle politique a été instaurée.

Nous recommandons par conséquent de revoir entièrement le Programme d'encouragement du secteur pétrolier, en consultation avec toutes les parties intéressées. Cependant, comme beaucoup d'entreprises ont planifié de bonne foi leurs activités d'exploration en fonction de ce programme, toute réorientation devra se faire graduellement pour ne pas déstabiliser à nouveau l'industrie.



*Government—Business Relations*

We were surprised at the manner in which the energy program was introduced, particularly in the departure from the "white paper" approach, which, in previous instances of major changes in policy, encouraged comment from interested and knowledgeable parties outside of government. The program eventually became more responsive to the realities of the industry, but some damage to business-government relations and trust was apparent. We have been encouraged by subsequent improvements in communication among interested parties, one example of which is the activities of this Committee, but wish to note, for the record, the high level of importance we attach to this aspect of any future policy initiatives developed by governments at all levels.

*Les relations entre le gouvernement et l'entreprise privée*

Nous avons été fort surpris par la démarche gouvernementale dans l'instauration du Programme énergétique national, et particulièrement par l'omission de l'étape du «livre blanc», traditionnellement publié chaque fois que le gouvernement envisage une réforme politique. Cette étape a en effet l'avantage d'ouvrir le débat aux parties intéressées et bien informées qui n'appartiennent pas à l'administration publique. Dans le cas qui nous occupe, l'adaptation aux réalités économiques a fini par se faire, mais les relations entre le monde des affaires et le gouvernement ont souffert. Depuis, les choses se sont nettement améliorées, comme en témoignent les activités de ce Comité; cela nous paraît d'heureux augure, mais nous voulons quand même dire publiquement l'importance que nous attachons à la consultation préalable, quel que soit le palier de gouvernement concerné.

## APPENDIX "ENR-16H"

## A REVIEW OF THE NATIONAL ENERGY PROGRAM

Prepared for the Standing Senate Committee  
On Energy and Natural Resources  
by  
the Sierra Club of Western Canada  
April 1984

## EXECUTIVE SUMMARY

- \* The Sierra Club of Western Canada is in general agreement with many of the principles of conservation and oil substitution in the National Energy Program.
- \* A broader NEP, with a mandate to develop an overall energy strategy for Canada is urged. The current NEP is perceived as being handicapped by its orientation solely towards issues concerning oil.
- \* The NEP is environmentally insensitive.
- \* The Petroleum Incentives Program misdirects capital and effort which would be better applied to long term solutions to our energy problems.
- \* More emphasis is needed on conservation and renewable energy RD & D.
- \* Canertech should be strengthened.
- \* An Energy Bank should be established.
- \* the CHIP program should be extended to commercial and industrial buildings.
- \* There should be greater support for public transit.
- \* A mileage tax is proposed for new cars.
- \* The Municipal Energy Management Program should be reactivated.

As the foremost policy instrument of the Canadian Government in the field of energy, the National Energy Program is of great interest to the Sierra Club. We find much to applaud in it, but also much room for improvement. Some of our criticisms concern specific policies which we disagree with; but more important, perhaps, are errors of omission, where policy gaps have been left unfilled.

That there is much that we can agree with in the NEP can be seen in the many statements within the Program's supporting documents which are reflections of our own thinking:\*

If we can restrain our demands through strong conservation efforts—and this we can do—we can keep these (energy) options open.

Clearly, too, any country able to dissociate itself from the world oil market of the 1980's should do so, and quickly.

## ANNEXE «ERN-16H»

## UNE REVUE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

préparé pour le Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
par  
le Sierra Club of Western Canada  
Avril 1984

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

- \* Le Sierra Club of Western Canada est le résultat d'une convention générale retenant plusieurs principes d'économie d'énergie et de remplacement du pétrole figurant dans le Programme énergétique national.
- \* Nous encourageons l'adoption d'un PÉN plus vaste, dont le mandat comprendrait l'élaboration d'une stratégie énergétique globale pour le Canada. Le PÉN actuel est perçu comme étant handicapé par son orientation, axée exclusivement sur les questions pétrolières.
- \* Le PÉN ne tient pas compte de la dimension environnementale.
- \* Le Programme d'encouragements pétroliers utilise mal les fonds et les efforts, qui pourraient être mieux appliqués à la solution à long terme de nos problèmes énergétiques.
- \* Il faut accorder beaucoup plus d'importance à la R-D sur l'économie d'énergie et sur l'énergie et sur l'énergie renouvelable.
- \* On devrait renforcer Canertech.
- \* On devrait constituer une banque énergétique.
- \* Le programme PITRC devrait être étendu aux bâtiments commerciaux et industriels.
- \* On devrait encourager davantage les transports en commun.
- \* Une taxe sur le kilométrage est proposée pour les nouvelles voitures.
- \* Le Programme municipal de gestion de l'énergie devrait être réactivé.

Comme principal instrument politique du gouvernement canadien dans le domaine de l'énergie, le Programme énergétique national intéresse vivement le Sierra Club. Beaucoup de choses nous réjouissent dans ce programme, même s'il y a nettement place à l'amélioration. Certaines de nos critiques visent les politiques spécifiques avec lesquelles nous ne sommes pas d'accord; mais, ce qui est plus important, peut-être, ce sont les erreurs d'omission, c'est-à-dire les vides à combler en matière de politiques.

Nous sommes d'accord avec beaucoup d'éléments du PÉN, comme en témoignent les nombreuses déclarations figurant dans les documents de soutien du Programme, qui reflètent nos propres orientations:\*

Si nous pouvons limiter nos demandes grâce à d'importantes mesures d'économie—et nous pouvons le faire—nous pouvons conserver ces options (énergétiques).

Manifestement, tout pays pouvant se dissocier du marché mondial du pétrole des années 1980 devrait le faire, et rapidement.



It (the NEP) must establish the basis for Canadians to seize control of their own energy future through security of supply and ultimate independence from the world oil market.

The National Energy Program takes the view that conservation provides the cleanest, most enduring, and—in many instances—the cheapest part of the solution to the oil problem of the 1980s and to an improvement of the basic energy balance.

Quotes from *The National Energy Program 1980* and *The National Energy Program Update 1982*.

Conservation and the elimination of dependency on finite resources, particularly those resources the exploitation of which involves a destructive impact on the environment, are goals which we wholeheartedly endorse.

That Canada needs to pursue these goals more determinedly can be clearly seen in the most recent report of the IEA. Of 19 industrialized nations whose energy consumption is compared, Canada has the highest total primary energy demand per capita; in fact, only 3 of the 19 countries, Sweden, Norway and the United States, did not have rates which were less than half that of Canada. See Appendix.

These figures illustrate the value of NEP initiatives such as CHIP, COSP, Energy Bus and Energy Audits. We urge the continuation and strengthening of such programs.

However, we are disturbed by the fact that these programs are viewed only in the context of reducing dependency on oil. The National Energy Program is handicapped by an institutional fixation with oil, to the exclusion of the development of an overall energy strategy. The 1982 NEP *Update* flatly states that 'Canada's energy problem is oil.' This is an absurd oversimplification of our energy problems.

We perceive Canada's energy problem as being made up of two parts:

(i) An excessive dependency on finite, non-renewable resources which will inevitably keep increasing in costs as they become increasingly scarce, before finally running out;

(ii) Growing environmental problems being caused by the extraction, transportation and burning of fossil fuels, the construction of large scale hydro projects, the construction of nuclear generating facilities and other energy developments. We would urge that the National Energy Program be restructured

to make it a true National "Energy" Program, rather than a "National Oil Program." In this way, it could be used as comprehensive tool for the planning and implementation of Canada's overall energy objectives.

(Le PÉN) doit établir la base devant permettre aux Canadiens de prendre en main leur propre avenir énergétique, grâce à la sécurité d'approvisionnement et à l'autonomie éventuelle par rapport au marché pétrolier mondial.

Le Programme énergétique national estime que l'économie constitue l'élément le plus propre, le plus durable et, dans plusieurs cas, le moins coûteux de la solution du problème pétrolier des années 1980 et permet d'améliorer la balance énergétique de base.

Citations tirées du *Programme énergétique national de 1980 et de la mise à jour de 1982 du Programme énergétique national*.

L'économie de l'énergie et l'élimination de la dépendance à l'égard des ressources limitées, tout particulièrement les ressources dont l'exploitation comporte des impacts destructeurs pour l'environnement, sont des objectifs que nous appuyons entièrement.

Le Canada doit poursuivre ces objectifs avec beaucoup plus de détermination qu'on peut le constater dans le dernier rapport de l'AIÉ. Des dix-neuf pays industrialisés dont la consommation énergétique est comparée, le Canada enregistre la plus forte demande totale d'énergie primaire par habitant; en fait, seulement trois de ces dix-neuf pays, soit la Suède, la Norvège et les États-Unis, n'enregistraient pas des taux inférieurs à la moitié du taux de consommation d'énergie du Canada. Voir l'Annexe.

Ces chiffres illustrent la valeur des initiatives prises dans le cadre du PÉN, notamment les programmes PITRC, PSCSP, Bus énergétique et Vérifications énergétiques. Nous préconisons le maintien et le renforcement de ces programmes.

Nous sommes toutefois perturbés par le fait que ces programmes sont envisagés uniquement dans le contexte d'une réduction de la dépendance envers le pétrole. Le Programme énergétique national est handicapé par une fixation institutionnelle sur le pétrole, ce qui empêche l'élaboration d'une stratégie énergétique globale. La mise à jour du PÉN de 1982 déclare sans ambage que: «le pétrole constitue le problème énergétique du Canada». Il s'agit là d'une grossière simplification de nos problèmes énergétiques.

Nous percevons le problème énergétique du Canada comme étant constitué de deux éléments:

i) Une dépendance excessive à l'égard de ressources non renouvelables limitées, dont le coût continuera inévitablement d'augmenter au fur et à mesure qu'elles deviendront plus rares, avant, éventuellement, de s'épuiser;

ii) Les problèmes environnementaux croissants créés par l'extraction, le transport et la combustion des combustibles fossiles, la construction des grandes centrales hydro-électriques et des centrales nucléaires et autres aménagements énergétiques.

Nous aimerions que le Programme énergétique national soit restructuré de façon à en faire un véritable Programme «énergétique» national, au lieu d'un «Programme pétrolier national». Ainsi, le programme pourrait servir d'outil général pour planifier et mettre en œuvre les grands objectifs énergétiques du Canada.



We would suggest that three general objectives which could guide a reconstituted NEP might be:

(i) To maximize the efficiency with which all energy is used;

(ii) To transform Canada's energy supply to a renewable base which is sustainable in the long run;

(iii) To minimize environmental damage arising out of energy production and consumption.

A more comprehensive NEP would benefit from the utilization of comprehensive studies which have already been made on the possible future direction for Canadian energy policy. Two of these which we would particularly like to bring to the attention of the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resource are the report of the Special Committee on Alternative Energy and Oil Substitution to the Parliament of Canada; and 2025: Soft Energy Futures for Canada, a report prepared for the Department of Energy, Mines and Resources and Environment Canada. These documents demonstrate that the development of a comprehensive energy strategy for Canada would not be beyond the Government's planning capability.

A more comprehensive NEP would help to overcome what we perceive as one of the major faults of the current NEP: its lack of sensitivity to those environmental problems which it may serve to exacerbate. Part of the reason for the existence of this problem can be traced to the statement that:

To the maximum extent consistent with provincial circumstances and objectives, the program will be neutral as to the choice of off-oil alternatives.

It is irresponsible for the NEP to promote a policy of "off-oil and onto-anything." It is contingent upon the Federal Government to consider what environmental effects could result from its off-oil program, such as might accompany new large scale hydroelectric projects, nuclear projects or increased fuelwood consumption.

We must also criticize the high level of support for exploration in the Canada Lands under the Petroleum Incentives Program. These are areas which are environmentally sensitive, and would benefit from delays in exploration and development which would allow for the implementation of new, safer technologies. The Petroleum Incentives Program artificially stimulates the premature exploration and development of these areas.

Furthermore, since capital can be a more precious and scarce resource than oil, it seems misguided to divert large amounts of funds to exploration and development of what may be only a marginally productive resource. When capital, and the effort which it can support, is directed at the exploitation of hydrocarbons in our frontier areas, it is not available for the development of real, long term solutions to Canada's energy problems. It is not available to fund those industries which could offer alternative solution to both our energy problems and our employment problems. In this regard, we would like to point out that studies done at the Harvard School of Business, the Mellon Institute and Princeton University have all con-

Nous aimerions suggérer trois objectifs généraux pour orienter la restructuration du PÉN:

i) maximiser l'efficacité avec laquelle toute l'énergie est utilisée;

ii) établir l'approvisionnement énergétique du Canada sur une base renouvelable, pouvant être maintenue à long terme;

iii) minimiser les dommages environnementaux causés par la production et de la consommation de l'énergie.

Un PÉN plus global profiterait de l'utilisation d'études globales existantes concernant l'orientation éventuelle possible de la politique énergétique canadienne. Deux de ces études, que nous aimerions notamment porter à l'attention du Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles, sont le rapport du Comité spécial de l'énergie de rechange et du remplacement du pétrole, présenté au Parlement du Canada, et le rapport intitulé «2025: L'avenir de l'énergie douce au Canada», préparé par les ministères de l'Énergie, Mines et Ressources et par Environnement Canada. Ces documents démontrent que l'élaboration d'une stratégie énergétique globale pour le Canada n'est pas au-delà de la capacité de planification du gouvernement.

Un PÉN global aiderait à surmonter ce que nous percevons comme étant l'une des principales faiblesses du PÉN actuel: son manque de sensibilité aux problèmes environnementaux qu'il pourrait contribuer à exacerber. L'origine de ce problème peut être attribuée en partie à la déclaration suivante:

Compte tenu des circonstances et des objectifs provinciaux, le programme demeurera neutre, le plus possible, en ce qui concerne le choix des options de remplacement du pétrole.

On ferait preuve d'irresponsabilité si le PÉN préconisait une politique «de remplacement du pétrole pour adopter n'importe quelle forme d'énergie». Il appartient au gouvernement fédéral d'apprécier les incidences environnementales possibles de son programme de remplacement du pétrole, notamment celles générées par les grandes centrales hydro-électriques, les centrales nucléaires ou l'utilisation accrue du bois comme combustible.

Nous devons également critiquer le soutien important accordé à la prospection sur les terres du Canada, dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers. Il s'agit là de territoires dont l'environnement est délicat, et qui pourraient profiter du report des travaux d'exploration et de mise en valeur de façon à permettre l'application de technologies nouvelles, plus sûres. Le Programme d'encouragements pétroliers stimule artificiellement l'exploration et la mise en valeur prématurée de ces territoires.

En outre, comme le capital peut s'avérer une ressource plus rare et plus précieuse que le pétrole, il semble peu avisé de consacrer des fonds importants à l'exploration et à la mise en valeur de ce qui pourrait bien s'avérer une ressource marginalement productive. Les capitaux et les efforts qu'ils peuvent soutenir, affectés à l'exploitation des hydrocarbures de nos régions pionnières, ne sont pas disponibles pour la mise au point de solutions réelles à long terme aux problèmes énergétiques du Canada. Ces capitaux ne sont pas disponibles pour financer les industries susceptibles d'offrir des solutions de rechange à nos problèmes énergétiques et à nos problèmes d'emploi. À cet égard, nous aimerions faire remarquer que des

cluded that investments in energy efficiency are more profitable than investments in producing energy.

We would suggest that the Petroleum Incentives Program be reconsidered as soon as possible, since hearings into exploration off Canada's west coast are imminent, and changes to the Petroleum Incentives Program would undoubtedly have an impact upon the future of developments in this area.

We have a number of suggestions concerning where money might be more wisely directed:

(1) We agree with recommendations made by the International Energy Agency of the OECD and the Special Committee chaired by T.H. Lefebvre that Canada should put increased emphasis on its conservation and renewable energy R.D. & D. program.

(2) We applaud the establishment of Canertech and the principle behind it, but consider it grossly underfunded. A great opportunity exists for Canada to be in the forefront of a new and rapidly developing industry which is also labour intensive. Since much effort is already being put into this field by other countries, we must make a concerted effort not to fall behind.

(3) We believe an Energy Bank should be established to encourage and foster the use of renewable energy technologies. The Energy Bank would make low interest loans available for the installation of approved renewable energy technologies such as solar hot water heaters, heat pumps and heat exchangers. Working in conjunction with Canertech, it could also ensure that consumers have reference to comprehensive information and test results concerning these various products.

(4) We recommend that the CHIP program be extended to commercial and industrial buildings, since many of these are very poorly insulated.

(5) Since the transportation sector is the greatest consumer of petroleum products, we would recommend increased support for public transit. While this support would undoubtedly face certain constraints because of the constitutional division of powers, we would nonetheless urge that the Government seek ways of stimulating intra-city bus systems, inter-city railroads, and innovative forms of transit such as minibuses, car pooling and new forms of taxis.

As a further means of encouraging the wise consumption of energy in the transportation sector, we propose a tax on new cars in inverse proportion to their mileage rate, ranging between \$0 and \$500. The time when a person chooses his or her automobile is the crucial point in determining gasoline consumption for many years to come. We believe that an

études réalisées au Harvard School of Business, au Mellon Institute et à Princeton University, ont toutes conclu que les investissements au titre du rendement énergétique sont plus profitables que les investissements au titre de la production d'énergie.

Nous estimons que le Programme d'encouragements pétroliers devrait être réexaminé le plus tôt possible, puisque les audiences sur l'exploration au large de la côte ouest du Canada sont imminentes et que les modifications au Programme d'encouragements pétroliers influenceraient sans aucun doute l'avenir de la mise en valeur de cette région.

Nous voulons formuler un certain nombre de suggestions concernant les endroits où les fonds pourraient être utilisés au mieux:

1) Nous sommes d'accord avec les recommandations formulées par l'Agence internationale de l'énergie, de l'OCDE, et par le Comité spécial présidé par M. T.H. Lefebvre, voulant que le Canada accorde plus d'importance à son programme de R-D dans le domaine de l'économie de l'énergie et de l'énergie renouvelable.

2) Nous sommes très heureux de la mise sur pied de Canertech et du principe qui l'anime, mais nous estimons que ce programme n'a pas été doté des fonds nécessaires, loin de là. Le Canada a l'occasion d'être à la fine pointe d'une industrie nouvelle qui évolue rapidement et qui exige également une main-d'œuvre importante. Comme beaucoup d'efforts sont déjà consentis dans ce domaine par d'autres pays, il nous faut faire un effort concerté pour ne pas traîner de l'arrière.

3) Nous croyons qu'une Banque d'énergie devrait être constituée pour préconiser et favoriser l'utilisation des technologies faisant appel à l'énergie renouvelable. Cette Banque d'énergie consentirait des prêts à faible taux d'intérêt pour permettre l'application de technologies approuvées faisant appel à l'énergie renouvelable, comme par exemple des chauffe-eau solaires, des pompes à chaleur et des échangeurs thermiques. Travaillant en collaboration avec Canertech, la Banque pourrait également s'assurer que les consommateurs aient accès à des renseignements complets et à des résultats d'essais concernant ces divers produits.

4) Nous recommandons d'étendre le programme PITRC aux bâtiments commerciaux et industriels, puisque plusieurs de ces bâtiments sont très mal isolés.

5) Comme le secteur des transports est le plus grand consommateur de produits pétroliers, nous recommandons un soutien accru aux transports publics (en commun). Même si ce soutien sera sans aucun doute assujéti à certaines contraintes, en raison de la répartition constitutionnelle des compétences, nous voulons néanmoins inciter le gouvernement à chercher des moyens pour stimuler les réseaux d'autobus urbains, les liaisons ferroviaires inter-cités et les formes novatrices de transport en commun comme les minibuses, le covoiturage et les nouveaux types de taxis.

Comme autre moyen pour encourager la consommation avisée d'énergie dans le secteur des transports, nous proposons l'imposition d'une taxe sur les nouvelles voitures, variant entre 0 \$ et 500 \$, en proportion inverse de leur consommation. Lorsque une personne choisit son automobile, il s'agit du moment critique où elle détermine sa consommation d'essence



automobile mileage tax would have greater impact on energy consumption than further taxes on gasoline.

Finally, we would urge that the Government of Canada rethink its decision not to proceed with its Municipal Energy Management Program. While municipalities are a provincial responsibility, the Federal Government is not prevented from exercising a leadership function, and working to encourage and facilitate energy conservation at the municipal level.

If Canada is to undergo its inevitable energy changes with a minimum of economic and social disruption, co-operation at all levels in the public and private sector will be necessary. The Government of Canada must assume responsibility for ensuring that this does happen.

pour plusieurs années à venir. Nous croyons qu'une taxe sur la consommation des voitures aurait beaucoup plus d'influence sur la consommation d'énergie que l'imposition de taxes supplémentaires sur l'essence.

Enfin, nous incitons le Gouvernement du Canada à revoir sa décision de ne pas poursuivre son Programme municipal de gestion de l'énergie. Les municipalités relèvent de la compétence provinciale, mais rien n'empêche le gouvernement de tracer la voie à suivre et de contribuer à encourager et à faciliter l'économie d'énergie au niveau municipal.

Si on veut que le Canada fasse cette transition énergétique inévitable avec un minimum de perturbations économiques et sociales, une collaboration à tous les niveaux, dans les secteurs publics et privés, sera nécessaire. Le Gouvernement du Canada doit assumer ses responsabilités et voir à ce que ceci se fasse.



## APPENDIX

Source: *Energy Research, Development and Demonstration in the IEA Countries: 1982 Review of National Programmes* (OECD, Paris 1983).

|                | Total Primary Energy<br>Demand (TPE)<br>(mtoe) 1982 | Total Per Capita<br>Primary Energy<br>Demand (toe) | Gross Domestic<br>Product (GDP)<br>(US\$billion) (est.) | Total Primary Energy<br>Demand (toe) Per GDP<br>(US\$million) |
|----------------|---|--|---|---|
| Austria        | 25.5  | 3.4  | 66.7  | 382   |
| Belgium        | 41.8  | 4.2  | 83.0  | 504   |
| Canada         | 206.8   | 8.4  | 289.4   | 715   |
| Denmark        | 16.8  | 3.3  | 55.9  | 301   |
| Germany        | 254.9   | 4.1  | 656.6   | 388   |
| Greece         | 16.5  | 1.7  | 37.6  | 439   |
| Ireland        | 8.4   | 2.4  | 17.6  | 477   |
| Italy          | 134.3   | 2.4  | 347.7   | 386   |
| Japan          | 354.1   | 3.0  | 1048.3  | 338   |
| Netherlands    | 57.3  | 4.0  | 138.1   | 415   |
| New Zealand    | 12.1  | 3.8  | 24.3  | 498   |
| Norway         | 24.4  | 6.0  | 56.4  | 433   |
| Portugal       | 11.2  | 1.1  | 23.0  | 487   |
| Spain          | 79.3  | 2.1  | 180.5   | 439   |
| Sweden         | 47.7  | 5.7  | 98.6  | 484   |
| Switzerland    | 24.1  | 3.7  | 95.8  | 252   |
| Turkey         | 35.7  | 0.8  | 52.5  | 680   |
| United Kingdom | 193.9   | 3.5  | 468.6   | 414   |
| United States  | 1689.8  | 7.3  | 3026.7  | 558   |

## ANNEXE

Source: *Recherche, développement et démonstration dans le domaine de l'énergie, dans les pays de l'AIÉ: Revue des programmes nationaux de 1982* (OCDÉ, Paris 1983).

|                  | Demande totale d'énergie<br>primaire (DTÉ)<br>(mtoe) 1982 | Demande totale<br>d'énergie primaire par<br>par habitant (toe) | Produit intérieur<br>brut (PIB) (milliards<br>\$ É.-U.) (est.) | Demande totale d'énergie<br>primaire (toe) par PIB<br>(millions \$ É.-U.) |
|------------------|---|--|--|---|
| Autriche         | 25.5  | 3.4  | 66.7   | 382   |
| Belgique         | 41.8  | 4.2  | 83.0   | 504   |
| Canada           | 206.8   | 8.4  | 289.4  | 715   |
| Danemark         | 16.8  | 3.3  | 55.9   | 301   |
| Allemagne        | 254.9   | 4.1  | 656.6  | 388   |
| Grèce            | 16.5  | 1.7  | 37.6   | 439   |
| Irlande          | 8.4   | 2.4  | 17.6   | 477   |
| Italie           | 134.3   | 2.4  | 347.7  | 386   |
| Japon            | 354.1   | 3.0  | 1048.3   | 338   |
| Pays-Bas         | 57.3  | 4.0  | 138.1  | 415   |
| Nouvelle-Zélande | 12.1  | 3.8  | 24.3   | 498   |
| Norvège          | 24.4  | 6.0  | 56.4   | 433   |
| Portugal         | 11.2  | 1.1  | 23.0   | 487   |
| Espagne          | 79.3  | 2.1  | 180.5  | 439   |
| Suède            | 47.7  | 5.7  | 98.6   | 484   |
| Suisse           | 24.1  | 3.7  | 95.8   | 252   |
| Turquie          | 35.7  | 0.8  | 52.5   | 680   |
| Royaume-Uni      | 193.9   | 3.5  | 468.6  | 414   |
| États-Unis       | 1689.8  | 7.3  | 3026.7   | 558   |

## APPENDIX "ENR-16HH"

THE NATIONAL ENERGY PROGRAM FROM A  
MAJOR  
ENERGY-CONSUMER'S PERSPECTIVE

Submission  
to the  
Standing Senate Committee on  
Energy and Natural Resources  
by  
Stelco Inc.

June 21, 1984

## EXECUTIVE SUMMARY

As a major energy consumer, and as a corporation in which energy comprises a major, and ever-increasing, proportion of production costs, Stelco Inc. is greatly affected by energy policy. We have indicated, in this brief, several specific areas of concern with the present energy policy:

- the weakened energy sector
- the wrong price reference for Canada
- the inflexibility of energy pricing
- the frequency of changes to energy policy
- the decreasing competitive edge for Canadian industry.

If we are to meet our immediate requirements and achieve our longer-term objectives, we must devise an appropriate energy policy whose aim it is to provide Canadian consumers with protection of energy supplies at competitive prices, relative to consumers in countries where we trade and compete, especially the United States. Such a policy must encompass:

- measures to revitalize our energy sector towards complete self-sufficiency and beyond, with the promotion of export opportunities for surplus
- realistic Canadian prices referenced to US prices, even more so than to world prices
- the Government portion of the Canadian prices set with a recognition of the need to support Canadian industrial competitiveness
- pricing flexibility to adjust rapidly to market forces

- a time frame of sufficient length to encourage the long-term strategic planning necessary for the achievement of Canada's energy goals, along with measures to minimize the detrimental effects of any forced, unforeseen changes

- equal and fair treatment of investors—both Canadian and foreign.

Energy policy must also provide a mechanism for close consultation and cooperation between Industry and Government to ensure that development keeps up with demand. (The degree of prior consultation with industry on ICAP and on incentive pricing for natural gas was encouraging.)

## ANNEXE «ERN-16HH»

LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL VU  
PAR  
UN GRAND CONSOMMATEUR D'ÉNERGIE

Mémoire au Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
par  
la Stelco Inc.

Le 21 juin 1984

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

A titre de grand consommateur d'énergie et de société pour qui l'énergie représente une part importante et toujours croissante des coûts de production, la Stelco Inc. est grandement affectée par la politique énergétique. Nous précisons, dans ce mémoire, plusieurs secteurs de préoccupation spécifiques reliés à la politique énergétique actuelle:

- l'affaiblissement du secteur énergétique,
- la mauvaise référence de prix pour le Canada,
- le manque de souplesse du régime de prix de l'énergie,
- la fréquence des changements à la politique énergétique et
- la réduction de l'avantage concurrentiel de l'industrie canadienne.

Pour répondre à nos besoins immédiats et réaliser nos objectifs à plus long terme, nous devons concevoir une politique énergétique appropriée visant à assurer aux consommateurs canadiens la protection des approvisionnements énergétiques, à des prix concurrentiels, par rapport à ceux payés par les consommateurs des pays avec qui nous commerçons et qu'il nous faut concurrencer, notamment les États-Unis. Cette politique doit comprendre:

- des mesures visant la revitalisation de notre secteur énergétique afin que celui-ci devienne tout à fait autonome et, par la suite, visant la promotion de l'exportation des surplus;
- des prix canadiens réalistes par rapport aux prix américains, beaucoup plus que par rapport aux prix mondiaux;
- l'élément gouvernemental des prix canadiens devrait être établi en reconnaissant la nécessité d'encourager la compétitivité de l'industrie canadienne;
- la souplesse au niveau de la détermination des prix, de façon à permettre un ajustement rapide aux forces du marché;
- une perspective temporelle assez longue pour encourager la planification stratégique à long terme nécessaire à la réalisation des objectifs énergétiques du Canada, ainsi que l'adoption de mesures susceptibles de minimiser les répercussions négatives de tous les changements imprévus, imposés;
- un traitement égal et équitable de tous les investisseurs, tant canadiens qu'étrangers;

La politique énergétique doit également prévoir un mécanisme permettant d'assurer une consultation et une collaboration étroite entre l'industrie et le gouvernement, pour s'assurer que le développement suit la demande. (Le degré de consultation préalable avec l'industrie relativement au programme

## INTRODUCTION

Stelco Inc., with an annual steelmaking capacity of more than 7.5 million net tons, is Canada's largest integrated steel producer, producing approximately 35 percent of the nation's steel. Its operations are integrated from the mining of coal, iron ore, and limestone to the manufacture and distribution of iron, steel, and steel products.

The Company's manufacturing facilities comprise 20 plants. Five of these are located in Hamilton, Ontario; two each in Edmonton, Alberta; Welland, Ontario; and Montreal, Quebec; and one each in Camrose, Alberta; Regina, Saskatchewan; Brantford, Nanticoke, Burlington, Toronto, and Gananoque, Ontario; and Lachine and Contrecoeur, Quebec.

Products include pig iron, slabs, plate, hot and cold-rolled coils or sheets, coated steel (galvanize, tin-plate, tin-free steel (chrome/chrome oxide)), prepainted steels, rods, bars, wire and wire products, fasteners, forgings, and a wide range of tubular products. Major markets include automotive, appliances, agricultural, construction, pipelines and other users of tubular products.

Stelco is a Canadian company, with more than 95 percent of its shares owned by Canadians.

As a major consumer of energy, Stelco Inc. is pleased to have this opportunity to put before the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources our concerns over the National Energy Policy (NEP) and its effects as viewed from our perspective. These concerns include the following:

- the weakened energy sector
- the wrong price reference for Canada
- the inflexibility of energy pricing
- the frequency of changes to energy policy, and
- the decreasing competitive edge for Canadian industry.

We are also concerned that prior, formalized consultation with industry/ business become standard practice during the formulative stage of major public policies (such as the NEP).

## REVITALIZED ENERGY SECTOR

The reestablishment of an economically strong oil and gas industry in Canada must become a national priority.

A strong, active, energy (producing and development) sector is vital. It is the only route to assuring the industrial sector, and others, of a sufficient and reliable supply, and the only route to attaining self-sufficiency in oil. Government policy should be geared towards this end, specifically in terms of

PACI et à l'adoption de prix incitatifs pour le gaz naturel constitue un signe encourageant).

## INTRODUCTION

La Stelco Inc., dont la capacité annuelle de production d'acier est supérieure à 7,5 millions de tonnes nettes, est le principal producteur d'acier intégré au Canada et l'entreprise produit environ 35 p. 100 de l'acier canadien. Ses activités sont intégrées, depuis l'extraction du charbon, du minerai de fer et de la chaux jusqu'à la fabrication et à la distribution du fer, de l'acier et des produits d'acier.

Les installations de production de la société comprennent une vingtaine d'usines: cinq sont situées à Hamilton, en Ontario; deux dans chacune des villes suivantes, soit Edmonton (Alberta), Welland (Ontario) et Montréal (Québec); et une dans chacune des villes suivantes, soit Camrose (Alberta), Régina (Saskatchewan), Brantford, Nanticoke, Burlington, Toronto et Gananoque (Ontario), et Lachine et Contrecoeur (Québec).

Les produits comprennent la fonte brute, les brames, les plaques, les feuilles et les enroulements laminés à chaud et à froid, l'acier enduit (galvanisé, étamé, sans étain (chrome/oxyde de chrome)), les aciers pré-peints, les tiges, les barres, les fils de fer et les produits de fil de fer, les attaches, les pièces forgées, et une vaste gamme de produits tubulaires. Les principaux marchés comprennent ceux de l'automobile, des appareils ménagers, du matériel agricole, du matériel de construction, des pipe-lines et autres usagers de produits tubulaires.

La Stelco est une société canadienne dont plus de 95 p. 100 des actions sont détenues par des Canadiens.

A titre de grand consommateur d'énergie, la Stelco Inc. est heureuse de pouvoir exprimer au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles ses préoccupations relatives à la politique énergétique nationale (PÉN) et à ses répercussions. Ces préoccupations comprennent celles qui suivent:

- l'affaiblissement du secteur énergétique,
- la mauvaise référence de prix pour le Canada,
- le manque de souplesse du régime de prix de l'énergie,
- la fréquence des changements à la politique énergétique et
- la réduction de l'avantage concurrentiel de l'industrie canadienne.

Nous aimerions également qu'une consultation formelle préalable avec le monde de l'industrie et du commerce devienne une pratique courante, à l'étape de la formulation des grandes politiques publiques (comme c'est le cas pour le PÉN).

## REVITALISATION DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

Le rétablissement du dynamisme économique de l'industrie pétrolière et gazière doit devenir une priorité nationale au Canada.

Un secteur énergétique (production et mise en valeur) dynamique est essentiel. C'est le seul moyen d'assurer au secteur industriel, et aux autres secteurs, un approvisionnement suffisant et fiable, et la seule façon de réaliser l'autosuffisance pétrolière. La politique gouvernementale devrait viser la réalisation de cet objectif, tout particulièrement en ce qui regarde



investment climate  
incentives  
Petro-Canada

#### Investment Climate

While "Canadianization" strikes a naturally responsive chord in most Canadians, the fact remains that it is a deterrent to the investment of foreign capital—capital which is vital to the development of the oil and gas industry. Canadian ownership should not be forced by legislation but should evolve by making investment opportunities attractive to Canadians.

The NEP and subsequent arrangements discriminate against non-Canadian-owned companies in the allocation of federal grants and tax incentives. This situation, plus the 25 percent back-in provision, surely gives negative signals to foreign investors, with the risk that the necessary capital for exploration and development will not be realized, and has surely been an irritant in our relations with the United States.

Obviously the present system of incentives was set up to promote Canadian ownership. We need to introduce a system that treats all companies equitably.

The combination of federal and provincial corporate income tax, the additional taxes imposed by the NEP, and provincial royalties, combined, take a proportion of oil and gas production revenues that is among the highest in the world. This apparent view, by governments, of the petroleum industry as a source of revenue above all else, undermines the ability of industry to generate sufficient cash flow to finance the capital investments required to achieve energy self-sufficiency.

"Up-front" revenue taxes (PGRT, IORT, NGGLT, COCS) should be replaced with a profits tax that would be applied in the normal way after profits have been earned. The whole question of revenue-sharing needs to be reassessed, with governments paying more attention to the industry's cash flow needs—as well as providing for a reasonable return on investment.

#### Incentives

The greatest achievements in industry and commerce have been attained by private individuals or corporations under conditions that reward hard work and risk. Revenue flowing to governments should become significant only after the recapture of the sizeable risk and capital investments that will be required to achieve energy self-sufficiency.

Existing programs are tilted too much in favour of grants rather than to more generally applicable tax-based incentives. The grants are costly and their effectiveness, relative to rate-of-return incentives, is questionable.

The thrust of the energy policy should be to ensure energy investment with the least cost. Developments in Saskatchewan provide a model; it scrapped its exploration grant system for a

le climat d'investissement  
les encouragements  
la société Petro-Canada

#### Climat d'investissement

Même si la «canadianisation» touche une corde naturellement sensible chez la plupart des Canadiens, le fait demeure qu'elle décourage l'investissement du capital étranger, essentiel à l'essor de l'industrie pétrolière et gazière. La canadianisation ne devrait pas être imposée par la voie législative mais devrait être réalisée en rendant attrayantes pour les Canadiens les possibilités d'investissement.

LE PÉN et les dispositions ultérieures désavantagent les sociétés non détenues par des intérêts canadiens, pour ce qui regarde la répartition des encouragements fiscaux et des subventions fédérales. Cette situation alliée à la disposition concernant le réintéressement de 25 p. 100, n'encourage nullement les investisseurs étrangers et ajoute au risque que le capital nécessaire à la prospection et à la mise en valeur ne soit pas réalisé, et a sûrement nui à nos relations avec les États-Unis.

Le régime actuel d'encouragements a manifestement été mis en place dans le but de promouvoir la propriété canadienne. Il faut adopter un régime qui traite toutes les sociétés de façon équitable.

La combinaison de l'impôt fédéral et provincial sur le revenu des sociétés, les taxes additionnelles imposées par le PÉN, et les redevances provinciales, se traduisent par une ponction sur les recettes générées par l'exploitation pétrolière et gazière, figurant parmi les plus élevées au monde. Le fait que les gouvernements considèrent l'industrie pétrolière comme une source de recettes primordiale, sape la capacité de l'industrie de retenir à même ses fonds autogénérés les crédits nécessaires au financement des immobilisations requises pour réaliser l'autosuffisance énergétique.

La taxation des recettes au départ (TRPG, TPRP, TGNLG, DSC) devrait être remplacée par une taxe sur les bénéfices appliquée normalement, une fois les bénéfices réalisés. Toute la question du partage des recettes doit être réévaluée et les gouvernements doivent tenir davantage compte des besoins de liquidités de l'industrie, tout en lui permettant de tirer un rendement raisonnable de l'investissement.

#### Encouragements

Les plus grandes réalisations dans l'industrie et le commerce ont été faites par des personnes ou des sociétés dans des conditions récompensant le travail acharné et le risque. La perception gouvernementale des recettes ne devrait se faire sur une grande échelle qu'une fois récupérées les importantes mises de capital de risque nécessaires à la réalisation de l'autosuffisance énergétique.

Les programmes existants favorisent beaucoup trop les subventions au lieu des encouragements fiscaux d'une application plus générale. Les subventions sont coûteuses et leur efficacité, par rapport aux encouragements basés sur le taux de rendement, est discutable.

La politique énergétique devrait viser à assurer les investissements les moins coûteux dans le domaine de l'énergie. Les développements en Saskatchewan offrent un modèle; la Pro-

royalty-free period which provides a direct, 'bottom-line' incentive to the industry. If oil is found, the first year of production is royalty-free; if no oil is found, the exploration company suffers the loss. The results have been a dramatic increase in exploration (1843 wells drilled in 1983 vs 809 in 1982), important savings to the provincial treasury, and the restoration of financial health for the industry.

Frontier projects are important and should be continued. However, it is the accelerated development of non-conventional domestic sources, e.g. tar sands and heavy oil projects, that will provide the best defence against continued reliance on imported crude oil. The cost of the necessary stimulation for such activity, which may include guaranteed domestic markets and even access to export markets on competitive terms, can be viewed as Canada's insurance protection against future cartel price manipulation. To ensure that the massive investments that will be required are undertaken, governments should reduce their share of revenue, in the initial years, through lower royalties and taxes.

#### Petro-Canada

Petro-Canada has spent billions of taxpayer dollars acquiring foreign-owned oil and gas enterprises without adding substantially to Canada's oil and gas revenues. It is now time for Petro-Canada to assume the key role that it certainly can, and should, have in Canada's energy future. It should stimulate exploration and development projects through joint ventures with industry. The thrust of its expertise and resources should be directed towards supply expansion, and not towards competition in endeavors that do little for supply augmentation.

#### PRICE REFERENCE FOR CANADA

Energy pricing policy has to satisfy several competing demands from an uncertain revenue source:

- reasonable netbacks to producers
- royalty and taxation revenue to governments

- transmission and distribution costs

- no penalties to industrial users versus external competitors (it can be argued that the indigenous energy base, particularly gas, should be used to strengthen Canada's industrial competitiveness).

People in the energy industry and in government refer frequently to the world price of oil. However, the price reference that is of critical importance to Canadian industry is the price prevailing in those countries with whom we trade and compete, principally the United States. When Canadian energy prices

vince a supprimé son régime de subventions à la prospection pour le remplacer par une période d'exonération des redevances, qui constitue, en définitive, un encouragement direct pour l'industrie. Si du pétrole est découvert, la première année d'exploitation est exonérée de redevances; si aucun pétrole n'est découvert, la société d'exploration assume la perte. L'adoption de ce régime s'est traduite par un accroissement spectaculaire de la prospection (forage de 1 843 puits en 1983 contre 809 en 1982), des économies importantes pour le trésor provincial et la restauration du dynamisme financier de l'industrie.

Les projets pionniers sont importants et devraient être poursuivis. C'est toutefois la mise en valeur accélérée des sources canadiennes non-conventionnelles, notamment les projets d'exploitation des sables bitumineux et de pétrole lourd, qui offrira la meilleure défense contre la dépendance soutenue envers le pétrole brut importé. Le coût de la stimulation nécessaire de cette activité, qui pourrait comprendre la garantie de marchés intérieurs et même l'accès aux marchés d'exportation, à des conditions concurrentielles, peut être considéré comme une assurance pour le Canada contre la manipulation éventuelle des prix par les cartels. Pour assurer les investissements massifs requis, les gouvernements devraient réduire leur part de recettes, durant les premières années, en réduisant les redevances et les taxes.

#### Petro-Canada

Petro-Canada a dépensé des milliards de dollars des contribuables pour faire l'acquisition d'entreprises pétrolières et gazières appartenant à des intérêts étrangers, sans accroître substantiellement les recettes pétrolières et gazières du Canada. Le moment est maintenant venu pour Petro-Canada de jouer le rôle clé que la société peut et devrait certainement jouer en rapport avec l'avenir énergétique du Canada. Petro-Canada devrait stimuler les projets de prospection et de mise en valeur, grâce à des entreprises en coparticipation avec l'industrie. La société devrait axer son expertise et ses ressources sur l'expansion de l'approvisionnement et non pas chercher à concurrencer des entreprises qui contribuent peu à l'accroissement de l'approvisionnement.

#### PRIX DE RÉFÉRENCE POUR LE CANADA

La politique de détermination du prix de l'énergie doit satisfaire plusieurs demandes concurrentielles, à partir d'une source de recettes incertaine:

- des bénéfices nets raisonnables pour les producteurs;
- des recettes pour les gouvernements à même les redevances et les taxes;
- des coûts de transport et de distribution;
- ne pas pénaliser, les usagers industriels par rapport à leurs concurrents de l'extérieur (on pourrait même soutenir que l'assise énergétique indigène, notamment le gaz, devrait servir à améliorer la compétitivité des industries canadiennes).

Des représentants de l'industrie énergétique et des gouvernements mentionnent souvent le prix mondial du pétrole. Toutefois, la référence de prix qui revêt une importance critique pour l'industrie canadienne, est le prix qui prévaut dans les pays avec lesquels nous commerçons et avec lesquels nous som-



reach inappropriate levels compared to US prices, many Canadian manufacturers suffer serious consequences—since the United States is our biggest export market and the home of some of our toughest competitors.

Much is made of maintaining the wellhead price of old oil at 75 percent of the world price. However, in the final analysis, wellhead prices are not all that relevant. It is the factory gate prices (which include transmission costs, distribution costs, and ad valorem taxes) of the energy purchase that bears on the competitiveness of the enterprise.

The pegging of the price of natural gas to the price of crude oil has no supporting rationale. Conditions of supply, transportation capabilities, and the availability of alternative energy sources are so dissimilar for oil and gas as to preclude their treatment under a single pricing regime.

Canadian energy pricing policy must be overhauled if we are to revitalize and expand our industrial base. It must refer to the US price, as well as the world price, with emphasis on the US price.

#### PRICING FLEXIBILITY

The cornerstone assumption upon which the entire NEP was built turned out to be drastically wrong. Instead of world oil prices continuously rising, they have declined since the NEP was introduced. The reality of fluctuating energy prices must be incorporated into a revised NEP; any administered pricing system must be market-responsive, capable of maintaining competitive prices under all market conditions—rising, flat, or falling.

Over the past year, the Alberta Border Price for natural gas increased by \$0.41/Mcf—at a time when producer netbacks for natural gas elsewhere in North America were either falling or remaining stable. Admittedly, the consumer was not directly affected because the federal government absorbed the increases through decreasing taxes, but the fact remains that, under the prevailing market conditions, the Alberta Border Price should have at least remained constant and probably should have dropped, as it would in a market-responsive system.

With energy pricing being so much more market-responsive in the United States, Canada cannot afford an inflexible pricing system. For example, in 1982, ethane and propane prices dropped sharply in the United States due to the recession. Additionally, many large users of methane were able to negotiate lower prices, reflecting weak natural gas markets. Consequently, many of the US-based producers of ammonia, methanol, and ethylene enjoyed a substantial drop in their costs which they translated into lower prices for these products. The result was a sharp and sudden improvement in their competitive position relative to companies based in Canada and faced with a rigid energy price structure.

mes en concurrence, principalement les États-Unis. Lorsque les prix canadiens de l'énergie atteignent des niveaux inappropriés par rapport aux prix américains, plusieurs fabricants canadiens subissent de graves préjudices, puisque les États-Unis constituent notre principal marché d'exportation et que plusieurs de nos principaux concurrents y sont établis.

Plusieurs demandent le maintien du prix du pétrole ancien à la tête de puits à 75 p. 100 du prix mondial. Toutefois, en dernière analyse, les prix à la tête de puits ne sont pas si pertinents. C'est le prix à la porte de l'usine (comprenant les coûts de transport, les coûts de distribution et les taxes ad valorem) de l'énergie achetée, qui influence la compétitivité de l'entreprise.

Le fait de relier le prix du gaz naturel au prix du pétrole brut ne repose sur aucune logique. Les conditions d'approvisionnement, les moyens de transport et la disponibilité de sources d'énergie de rechange sont tellement différents pour le pétrole et le gaz qu'on ne peut leur appliquer un régime de prix unique.

Il faudra revoir la politique canadienne de détermination du prix de l'énergie, pour revitaliser et étendre notre assise industrielle. Celle-ci devra tenir compte du prix américain, ainsi que du prix mondial, tout en insistant sur le prix américain.

#### SOUPLESSE AU NIVEAU DE LA DÉTERMINATION DES PRIX

L'hypothèse fondamentale sur laquelle reposait le PÉN ne s'est pas matérialisée. Au lieu de continuer à augmenter, les prix mondiaux du pétrole ont baissé depuis l'adoption du PÉN. La réalité de la fluctuation des prix de l'énergie devra être intégrée dans un PÉN révisé; tout régime de détermination de prix administré doit réagir au marché et pouvoir maintenir des prix concurrentiels dans toutes les conditions marchandes, que le marché soit à la hausse, stable, ou à la baisse.

Durant la dernière année, le prix du gaz naturel à la limite de l'Alberta a augmenté de 0,41 \$/Mpi<sup>3</sup>, à un moment où les recettes nettes touchées par les producteurs de gaz naturel, ailleurs en Amérique du Nord, étaient réduites ou stables. Il faut reconnaître que le consommateur n'a pas été directement affecté puisque le gouvernement fédéral a absorbé les hausses à même les taxes décroissantes, mais le fait demeure que, dans le contexte marchand actuel, le prix à la limite de l'Alberta devrait au moins être demeuré stable et devrait probablement avoir baissé, comme on aurait pu le constater dans un régime sensible au marché.

Comme la détermination du prix de l'énergie est beaucoup plus sensible au marché américain, le Canada ne peut se permettre un régime de détermination de prix dépourvu de souplesse. Ainsi, par exemple, en 1982, les prix de l'éthane et du propane ont nettement baissé aux États-Unis en raison de la récession. De surcroît, plusieurs grands usagers de méthane ont pu négocier des prix réduits, en raison de la faiblesse des marchés du gaz naturel. Ainsi, plusieurs producteurs d'ammoniaque, de méthanol et d'éthylène, établis aux États-Unis, ont donc profité d'une réduction substantielle de leurs coûts, ce qui s'est traduit par une réduction du prix de ces produits. Il en est résulté une amélioration marquée et soudaine de leur position concurrentielle par rapport aux sociétés établies au Canada qui



Export revenues could be utilized as the financial spur to revitalize the gas sector. Governments and the National Energy Board are satisfied that domestic gas reserves are sufficient to export increasing volumes of natural gas to the United States, but the danger is that such sales will not materialize unless a more market-sensitive pricing formula is adopted. (Exports of Canadian natural gas are currently well below the authorized amount.)

Internally, producers, consumers, and governments all benefit when the natural gas market in the non-producing regions is maintained or expands. Market-responsive pricing is the key. Indeed, if the governments could agree on an industrial gas pricing incentives program, all industry would benefit and become more competitive in the international market, particularly in the United States.

Canadian energy pricing policy must be overhauled if we are to maintain stability of production and markets for our industries. It must incorporate flexibility for prices to rise and fall with market forces, especially relative to prices in the United States.

#### STABILITY OF ENERGY POLICIES

Long-term strategic planning involves a time horizon of at least 10 to 15 years. To eliminate uncertainties in such planning within the energy industries, their suppliers, and their industrial customers, Canada needs a consistent and constant set of policies on the exploration, development, and marketing of our energy resources over a comparable time period. This kind of stability, given workable policies, has ramifications in energy supply, investment, and the health of Canada's economy.

The current world oil surplus and lower oil prices are short-term aberrations; by the last half of this decade, with world economies improving, upward pressure is expected to replace downward influences and real prices may well rise again. In the shorter term, the danger of disruption of present supply constantly lurks on the horizon, given the unstable situation in the Middle East (Iran/Iraq war, Lebanon, etc.). What is needed, and needed now, is the development, by the energy industry, of comprehensive, strategic plans for the future—towards self-sufficiency and beyond. Long-term stability of energy policies is the second key to motivating such planning, the other being financial incentive, touched on earlier.

Of equally critical importance is the financing of Canada's projected energy undertakings. Given the present strained

devaient faire face à un régime rigide de détermination du prix de l'énergie.

Les recettes des exportations pourraient servir de stimulant financier pour ranimer le secteur gazier. Les gouvernements et l'Office national de l'énergie sont assurés que les réserves de gaz canadien sont suffisantes pour exporter des volumes croissants de gaz naturel aux États-Unis, mais le danger existe que ces ventes ne se concrétisent pas si une formule de détermination de prix plus sensible au marché n'est pas adoptée (Les exportations de gaz naturel canadien sont actuellement bien en deça des limites autorisées.)

Sur le plan interne, les producteurs, les consommateurs et les gouvernements profitent tous du maintien ou de l'essor du marché du gaz naturel dans les régions non productrices. La détermination de prix sensibles au marché constitue la clé de la réussite. Bien entendu, si les gouvernements pouvaient s'entendre sur un programme d'encouragements relié à la détermination du prix du gaz dans le secteur industriel, c'est l'ensemble du secteur industriel qui pourrait en profiter pour devenir plus concurrentiel sur le marché international, notamment aux États-Unis.

Il faut revoir la politique canadienne de détermination du prix de l'énergie pour assurer la stabilité de la production et des marchés de nos industries. Cette politique doit être souple pour permettre aux prix de monter et de baisser selon les forces du marché, tout particulièrement par rapport aux prix enregistrés aux États-Unis.

#### STABILITÉ DES POLITIQUES ÉNERGÉTIQUES

La planification stratégique à long terme suppose un horizon temporel d'au moins dix à quinze ans. Pour supprimer les incertitudes de cette planification dans les industries énergétiques, chez leurs fournisseurs et leurs clients industriels, le Canada a besoin d'un ensemble logique et stable de politiques en matière d'exploration, de mise en valeur et de commercialisation de nos ressources énergétiques, sur une période comparable. Ce genre de stabilité, accompagnée de politiques réalistes, aura des incidences au niveau de l'approvisionnement énergétique, des investissements, et du dynamisme de l'économie canadienne.

L'excédent actuel de pétrole et la réduction des prix du pétrole sur le marché mondial sont des aberrations à court terme; d'ici à la dernière moitié de la décennie en cours, avec le redressement des économies du monde, on prévoit qu'une pression à la hausse remplacera les tendances à la baisse et que les prix réels pourraient fort bien se raffermir. À plus court terme, le danger d'une perturbation de l'approvisionnement actuel se profile toujours à l'horizon, en raison de l'instabilité qui prévaut au Moyen-Orient (la guerre Iran/Irak, la situation au Liban, etc.). Ce dont on a besoin, dès maintenant, c'est l'élaboration, par l'industrie énergétique, de plans stratégiques globaux pour l'avenir, en vue de réaliser l'autosuffisance énergétique et des objectifs ultérieurs. La stabilité à long terme des politiques énergétiques constitue le deuxième élément clé devant motiver cette planification, l'autre étant l'encouragement financier déjà mentionné.

Le financement des entreprises énergétiques prévues au Canada revêt une importance tout aussi critique. Compte tenu

financial state of the energy industry and the financial bind in which the government currently finds itself, the most probable source of financial backing is new venture capital. If we are to have any chance of attracting this capital (essentially foreign), we will have to modify current policies which foreign investors perceive to be objectionable or unacceptable.

One of Canada's greatest attractions has been its reputation as a stable and safe place for investments. Recently, however, sudden and wide swings in policies—in energy and in the treatment of foreign investment under the NEP and the FIRA—have greatly damaged that reputation. We recognize that policies must change. But when those changes have the potential to seriously detrimentally affect whole regions of the country or whole segments of industry, simultaneous steps must be taken to minimize the damage and assist in the adjustment process.

Canadian energy policy must be overhauled to extend to a time horizon sufficiently far into the future to provide the stability that is essential for the long-term strategic planning necessary for the timely development of our natural resource base. Where policy must be changed within this time frame, concurrent steps must be taken to minimize any detrimental effects of the change.

#### COMPETITIVE EDGE

A large segment of Canada's broad industrial base is not world-competitive, partly for reasons of our own making, but largely due to factors quite outside our control, e.g. population size and distribution, geography, climate, etc. The growing increase in energy costs has underscored this problem.

Governments must be more conscious of the impact of their energy policies on the competitiveness of the Canadian manufacturing sector. More competitive Canadian industries are the key to spurring economic growth; they will increase exports, improve Canada's balance of trade, create much-needed jobs, and increase tax revenues.

Canada's existence and survival depend in large measure upon international trade. We generate 25 percent of our gross national product (GNP) from the export of goods and services, compared to 20 percent for Japan, 16 percent for Australia, and 10 for the United States. Thus, if our nation is to prosper, create jobs, and succeed in export markets, we must remain competitive. Indeed, maintaining and strengthening their competitive position is the number one challenge for manufacturers and industrialists in Canada today. New business is gained and repeat business is sustained only by surpassing the competition in some way; Canadian industries must create a competitive edge for their products, be it by innovation, design, quality, cost, or something else. Government policies should support this drive to attain and maintain a competitive edge whenever it is possible to do so! Energy pricing is one way.

de la situation financière actuelle de l'industrie énergétique, qui fait l'objet de contraintes, et des difficultés financières actuelles du gouvernement, la source la plus probable de soutien financier sera le nouveau capital de risque. Si nous voulons attirer ce capital (essentiellement étranger), il nous faudra modifier les politiques actuelles, perçues par les investisseurs étrangers comme contraignantes ou inacceptables.

L'un des plus grands attraits du Canada a été sa réputation de pays stable et sûr pour accueillir les investissements. Récemment, toutefois, les fluctuations soudaines et importantes de politiques—dans le domaine de l'énergie et dans le traitement des investissements étrangers dans le cadre du PÉN et de l'AEIÉ—ont beaucoup nui à cette réputation. Nous reconnaissons que les politiques doivent changer. Mais lorsque ces changements peuvent sérieusement affecter des régions entières du pays ou des secteurs entiers de l'industrie, des mesures doivent être prises simultanément pour minimiser les dommages et faciliter le processus d'ajustement.

La politique énergétique canadienne doit être revue et s'étendre à un horizon temporel suffisamment long pour assurer la stabilité essentielle à la planification stratégique à long terme, susceptible de permettre la mise en valeur ordonnée de nos ressources naturelles de base. Lorsqu'il s'avère nécessaire de modifier cette politique durant cette période, des mesures concomitantes doivent être prises pour minimiser les incidences négatives de ces changements.

#### AVANTAGE AU NIVEAU DE LA CONCURRENCE

Une partie importante de la vaste assise industrielle du Canada n'est pas concurrentielle à l'échelle mondiale, notamment pour des motifs dont nous sommes responsables, mais aussi pour des raisons attribuables en grande partie à des facteurs qui échappent à notre maîtrise, e.g. importance et répartition de la population, facteurs géographiques et climatiques, etc. La hausse croissante des coûts de l'énergie a exacerbé ce problème.

Les gouvernements doivent être plus conscients des répercussions de leurs politiques énergétiques sur la compétitivité du secteur manufacturier canadien. Des industries canadiennes plus concurrentielles constituent la clé de la stimulation de l'essor économique; celles-ci accroîtront les exportations, amélioreront la balance commerciale du Canada, créeront des emplois fort demandés et accroîtront les recettes fiscales.

L'existence et la survie du Canada dépendent dans une large mesure du commerce international. Nous générons 25 p. 100 de notre produit national brut (PNB) grâce à l'exportation de biens et de services, ce qui se compare à 20 p. 100 dans le cas du Japon, à 16 p. 100 dans le cas de l'Australie et à 10 p. 100 dans le cas des États-Unis. Ainsi, pour que notre pays prospère, crée des emplois et réussisse sur les marchés d'exportation, nous devons demeurer concurrentiels. Bien entendu, le maintien et le renforcement de leur position concurrentielle constituent le principal défi des fabricants et des industriels à l'œuvre au Canada actuellement. On obtient de nouvelles commandes et les commandes sont répétées uniquement si la concurrence est surpassée à certains égards. Les industries canadiennes doivent faire valoir un avantage concurrentiel pour leurs produits, que ce soit au niveau de l'innovation, de la conception, de la qualité, du coût ou d'un autre aspect. Les politi-



Consider natural gas. Canada has an abundant supply having a market value that is less than the current price. A policy truly geared to fostering Canadian competitiveness would:

allow western producers with shut-in gas to negotiate its sale at a lower price

allow consumers to purchase natural gas directly from producers at a negotiated price, with Trans-Canada Pipelines being declared a "common carrier" obligated to carry that gas to the consumer for the normal tariff

allow for discount sales of natural gas to industrial users (who would buy more if the price were right).

Canadian energy policy needs to be overhauled to provide for the coexistence of a healthy and vigorous energy industry and Canadian energy priced competitively with that in the United States. Taxation in the energy sector is certainly an issue here, but the broader issue of how taxation, as it is now applied, might be adversely affecting the competitive position of Canadian industries also needs to be reviewed.

#### CONSULTATION IN POLICY DEVELOPMENT

Governments are expected to implement public policies which reflect the realities of our environment. The creation of a formal consultative process between governments and business/industry would give all affected parties the opportunity to express their views and offer their expertise when public policy is in the formulative stage. Greater openness in policy development through such a process would avoid many of the pitfalls which the government can fall into by working in isolation. It is in such a setting that broader policy issues, such as energy, are more likely to be accurately defined and acceptably resolved.

ques gouvernementales devraient soutenir cet effort visant à réaliser et à maintenir un avantage concurrentiel, chaque fois que la chose est possible! La détermination du prix de l'énergie constitue un moyen pour ce faire.

Prenons le cas du gaz naturel. Le Canada possède un approvisionnement abondant de gaz naturel dont la valeur marchande est inférieure au prix courant. Une politique visant vraiment à encourager la compétitivité canadienne devrait:

permettre aux producteurs de l'Ouest disposant de gaz captif d'en négocier la vente à un prix inférieur;

permettre aux consommateurs d'acheter le gaz naturel directement des producteurs, à un prix négocié, la société Trans-Canada Pipelines étant déclarée «transporteur régulier» obligé d'acheminer ce gaz au consommateur au tarif normal;

permettre les ventes à rabais de gaz naturel aux usagers industriels (qui en achèteraient davantage si le prix était intéressant).

La politique énergétique canadienne doit être revue pour assurer la coexistence d'une industrie énergétique saine et vigoureuse et la détermination de prix canadiens pouvant concurrencer les prix en vigueur aux États-Unis. La taxation du secteur énergétique s'avère sûrement un problème à cet égard, mais il importe également d'examiner la question plus générale à savoir comment la taxation, telle qu'elle est actuellement appliquée, peut affecter la position concurrentielle des industries canadiennes.

#### LA CONSULTATION EN MATIÈRE D'ÉLABORATION DES POLITIQUES

On s'attend que les gouvernements appliquent des politiques publiques qui reflètent les réalités de notre environnement. La création d'un mécanisme de consultation formel entre les gouvernements et le monde de l'industrie et du commerce donnerait à toutes les parties intéressées l'occasion d'exprimer leurs opinions et d'offrir leur expertise au stade de l'élaboration des politiques publiques. Une plus grande ouverture au niveau de l'élaboration des politiques, grâce à un tel processus, permettrait d'éviter plusieurs des dangers qui menacent le gouvernement, lorsque celui-ci travaille de façon isolée. C'est dans un tel contexte que les grandes questions politiques, comme celle de l'énergie, sont le plus susceptibles d'être bien définies et d'être résolues de façon acceptable.



## APPENDIX "ENR-16I"

## SUNCOR INC.

SUBMISSION TO SENATE OF  
CANADA COMMITTEE  
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES  
IN ITS REVIEW OF THE  
NATIONAL ENERGY PROGRAMME

## TABLE OF CONTENTS

- A. Introduction
- B. Executive Summary
- C. Full Submission
  - I Role of Non-Conventional Oil in Achieving Self-Sufficiency
  - II The Oil Sands and Heavy Oil Resource
  - III Benefits of Oil Sands and Heavy Oil Development
  - IV Recent Development of Oil Sands Projects and Development Hurdles
  - V Elements of an Oil Sands and Heavy Oil Development Strategy
  - VI Conclusion

*Introduction*

Suncor Inc. is very pleased to make the following submission to the Senate of Canada Standing Committee on Energy and Natural Resources. Given the current state of the Canadian economy and a world energy supply and demand situation very different from that anticipated only several years ago, we feel that a review of the National Energy Programme and other related aspects of Canadian energy policy is very timely, and we are appreciative of the opportunity to present our views.

In line with the Committee's "Guidelines for Preparing Submissions" we are focusing our submission on the NEP objective identified by the Committee as "greater energy security by becoming self-sufficient in oil by 1990". Suncor and its predecessor companies have long been involved in the search for and development of oil from the oil sands, heavy oil and frontier regions of Canada, and we consider that it is in addressing the role of these non-conventional sources in reaching the oil self-sufficiency objective that we can make our most valuable contribution to the Committee.

While Suncor has not requested to appear as a witness before the Committee, we would of course be willing to answer any questions with respect to this submission. For further information, please contact Mr. Howard B. Maxwell, Vice President, Government Affairs, Suncor Inc., 255 Albert Street, Ottawa, Ontario. K1A 6A9—(613) 238-5726.

## ANNEXE «ERN-16I»

## SUNCOR INC.

MÉMOIRE AU  
COMITÉ SÉNATORIAL DE L'ÉNERGIE  
ET DES RESSOURCES  
CONCERNANT SA REVUE DU  
PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

## TABLE DES MATIÈRES

- A. Introduction
- B. Résumé administratif
- C. Mémoire complet
  - I Rôle du pétrole non conventionnel pour réaliser l'autosuffisance
  - II Les ressources offertes par les sables pétrolifères et le pétrole lourd
  - III Avantages de la mise en valeur des sables pétrolifères et du pétrole lourd
  - IV Évolution récente des projets d'exploitation des sables pétrolifères et obstacles à la mise en valeur
  - V Éléments d'une stratégie de mise en valeur des sables pétrolifères et du pétrole lourd
  - VI Conclusion

*Introduction*

La société Suncor Inc. est très heureuse de pouvoir présenter son mémoire au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles. En raison de l'état actuel de l'économie canadienne et de la situation mondiale de l'offre et de la demande d'énergie, fort différente de celle prévue il y a quelques années à peine, nous croyons qu'une revue du Programme énergétique national et des autres aspects connexes de la politique énergétique canadienne est très pertinente et nous sommes très heureux d'avoir l'occasion d'exprimer nos opinions.

Conformément aux «lignes directrices applicables à la préparation des mémoires» formulées par le Comité, notre mémoire porte surtout sur l'objectif du PÉN exprimé par le Comité comme étant «une plus grande sécurité énergétique en réalisant l'autosuffisance pétrolière vers 1990». La société Suncor et les sociétés qui l'ont précédé travaillent depuis longtemps à la recherche et à la mise en valeur du pétrole tiré des sables pétrolifères, du pétrole lourd et des régions pionnières du Canada, et nous estimons que c'est en nous attachant au rôle de ces sources non conventionnelles pour réaliser l'objectif de l'autosuffisance pétrolière, que nous pourrions contribuer le mieux au travail du Comité.

Même si la Suncor n'a pas été invitée à rencontrer le Comité, nous demeurons bien entendu disposés à répondre à toutes les questions concernant le présent mémoire. Pour obtenir de plus amples renseignements, il suffit de communiquer avec M. Howard B. Maxwell, Vice-président, Affaires gouvernementales, Suncor Inc., 255, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 6A9 (613) 238-5726.

### *Executive Summary*

Canada's vast reserves of oil sands and heavy oil represent a known resource developable with existing technology. While development would be expensive, there is an assurance that if the necessary funds are expended, that oil can be produced. This makes oil sands and heavy oil development an appropriate "back bone" to a renewed strategy of achieving Canadian oil self-sufficiency.

The major failing of the NEP in encouraging oil sands and heavy oil development was basing its fiscal regime on an overwhelming faith in future projections of oil prices and project construction costs. While such an approach to policy making, wherein the success of the policies is dependent on the accuracy of forecasting, is often unsuccessful, this proved to be particularly true for oil sands plants, which are characterized by high initial and ongoing operating and capital costs, and long construction time frames.

The key elements to a renewed strategy to encourage development of Canada's oil sands and heavy oil are:

1. A cost sensitive fiscal regime which minimizes government fiscal burden until payout of a project

2. A stable fiscal system which assures investors of the prospect of earning a reasonable return on their investment, and which treats all investors equally

3. Access to international crude oil prices

4. Access to international crude oil markets when no Canadian demand exists

5. Improved coordination of government regulatory and reporting requirements

6. Assistance and encouragement to develop technical improvements in heavy oil and oil sands recovery and processing methods.

#### *I. The Role of Non-Conventional Oil in Achieving Oil Self-Sufficiency*

Although there are typically as many different forecasts of future Canadian oil prices, demand and supply as there are forecasters, there are several aspects which are common to a majority of forecasts. Perhaps the most important aspect is the fact that production from conventional oil pools will decline over time, with a commensurately increasing gap between demand and established supplies of oil. For Canada, this gap between supply and demand will have to be supplied from either Canadian non-conventional sources, the frontier, or from imports.

Recognizing the importance of developing new Canadian sources if possible, for reasons both of economic activity and energy security, the NEP introduced the Petroleum Incentives Programme, a means by which the federal government has stimulated the search for oil in Canada's frontiers by paying as much as 92% of the cost of exploratory activity through a com-

### *Résumé administratif*

Les vastes réserves de sables pétroliers et de pétrole lourd du Canada constituent une ressource connue pouvant être mise en valeur en utilisant la technologie existante. Même si l'exploitation s'avère coûteuse, on a l'assurance de pouvoir en tirer du pétrole en y consacrant les fonds nécessaires. La mise en valeur des sables pétroliers et du pétrole lourd constitue donc un élément fondamental approprié d'une stratégie renouvelée visant à réaliser l'autosuffisance pétrolière du Canada.

La principale lacune du PÉN, pour ce qui regarde l'encouragement de l'exploitation des sables pétroliers et du pétrole lourd, a été d'accorder une trop grande foi aux précisions concernant les prix du pétrole et les coûts de construction, au moment d'arrêter son régime fiscal. Même si une telle démarche au niveau de l'élaboration des politiques, où la réussite de celles-ci dépend de l'exactitude des prévisions, échoue souvent, la chose s'est notamment vérifiée dans le cas des installations d'exploitation des sables pétroliers, qui sont caractérisées par des coûts d'immobilisation et d'exploitation élevés tant au départ qu'en cours d'exploitation, et par des calendriers de construction très longs.

Voici les éléments clés d'une stratégie renouvelée visant à encourager la mise en valeur des sables pétroliers et du pétrole lourd du Canada:

1. Un régime fiscal sensible aux coûts, minimisant le fardeau fiscal imposé par le gouvernement jusqu'à ce que le projet soit rentable.

2. Un régime fiscal stable assurant aux investisseurs la possibilité de tirer un rendement raisonnable de leur mise de fonds et qui traite tous les investisseurs sur le même pied.

3. L'accès aux prix internationaux du pétrole brut.

4. L'accès aux marchés internationaux du pétrole brut, en l'absence d'une demande canadienne.

5. Une meilleure coordination des exigences gouvernementales en matière de règlements et de rapports.

6. La prestation d'aide et d'encouragement pour favoriser l'amélioration technique des méthodes de récupération et de traitement des sables pétroliers et du pétrole lourd.

#### *I. Le rôle du pétrole non conventionnel pour réaliser l'autosuffisance pétrolière*

Même s'il y a habituellement autant de prévisions différentes du prix, de la demande et de l'offre de pétrole canadien qu'il y a de prévisionnistes, la plupart des prévisions ont plusieurs aspects en commun, dont le plus important est peut-être le fait que la production, à partir des nappes de pétrole conventionnelles, fléchira, avec le temps, et qu'on enregistrera un écart de plus en plus important entre la demande et les approvisionnements établis de pétrole. Au Canada, cet écart entre l'offre et la demande devra être comblé à même des sources canadiennes non conventionnelles, des réserves pionnières ou au moyen d'importations.

Reconnaissant l'importance de la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement canadiennes, si possible, pour des motifs d'activité économique et de sécurité énergétique, le PÉN présentait le Programme d'encouragements pétroliers, grâce auquel le gouvernement fédéral a stimulé la recherche pétrolière dans les régions pionnières du Canada en payant



bination of grants and tax write-offs. As indicated in earlier testimony to the Senate Committee by officials of the department of Energy, Mines and Resources, the results of this programme and its overall success can not yet be fully evaluated. Certainly, some oil has been discovered, but at a very high cost to the federal government and the Canadian public. At the same time, it is uncertain whether or not, or in what time frame, the oil discovered can be commercially produced, and if it can be, what the social and environmental costs of such development might be. As such, a realistic view of the oil production potential of Canada's frontiers would at present have to be a guarded view, with a sense that while continued exploration of these areas is necessary, that Canada should rely on them predominantly to assure medium term oil self-sufficiency.

In contrast to the uncertainty of frontier conventional oil is the certainty of the oil sands and heavy oil resources of the western sedimentary basin. Although experience has shown them to be expensive to develop and produce, there are a number of examples of commercially successful operations. Most prominent among these are the Fort McMurray oil sands plants of Suncor and Syncrude, which presently supply some 12% of Canadian oil demand. In addition, there is a growing amount of oil being produced from small scale tertiary and in-situ recovery projects.

Overall, the major difference between oil sands and the frontier, is that oil sands represents a known resource and one which has been demonstrated to be technically developable. While such development has proven to be expensive, it is nevertheless the case that if the necessary funds are spent, that there is reasonable assurance oil can be produced.

It is therefore the view of Suncor that without diminishing the importance of determining Canada's frontier oil reserves, that the development of Canada's known oil sands and heavy oil resources would provide a strong 'back bone' to the balanced pursuit of oil self-sufficiency.

## II. The Oil Sands and Heavy Oil Resource

Reserves of oil in place in the oil sands and heavy oil regions have been forecast by both the Geological Survey of Canada and the Alberta Energy Resources Conservation Board as being in excess of 1000 billion barrels, in contrast to some 30 billion barrels of conventional oil in place. The amount of this oil which is recoverable will depend upon both oil price and technology. Even with current technology and price assumptions, however, it is estimated by the GSC in a 1983 report that 69.5 billion barrels are recoverable from the oil sands, relative to 8.5 billion conventional light oil barrels, and 3.5 billion from conventional heavy oil. At the same time, it should be noted that the GSC (Report 83-31) estimates 28 billion recoverable light oil barrels from the frontier. While this reinforces the view that exploration of this region should continue, the much larger oil sands figures support the concept of oil

jusqu'à 92 p. 100 des coûts des activités d'exploration par une combinaison de subventions et de dégrèvements fiscaux. Comme l'ont déjà indiqué dans un témoignage antérieur au Comité sénatorial les représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, les résultats de ce programme et sa réussite générale ne peuvent être encore pleinement évalués. Bien entendu, on a découvert du pétrole, mais à un coût très élevé pour le gouvernement fédéral et le public canadien. Par ailleurs, on ignore si le pétrole découvert pourra faire l'objet d'une exploitation commerciale et, si la chose s'avère possible, sur quelle période à quels coûts sociaux et environnementaux. Pour envisager de façon réaliste le potentiel de production pétrolière des régions pionnières du Canada, il faut maintenir une certaine prudence et reconnaître le fait que, même si l'exploration soutenue de ces régions est nécessaire, le Canada ne devrait pas compter surtout sur ces réserves pour assurer son autosuffisance pétrolière à moyen terme.

Par opposition à l'incertitude du pétrole conventionnel pionnier, il y a la certitude offerte par les ressources des gisements de sables pétrolifères et de pétrole lourd du bassin sédimentaire de l'Ouest. Même si l'expérience a démontré que leur mise en valeur et leur exploitation sont coûteuses, un certain nombre d'exploitations commerciales ont été couronnées de succès. Les plus notoires sont les installations d'exploitation de sables pétrolifères de Fort McMurray, des sociétés Suncor et Syncrude, qui satisfont actuellement environ 12 p. 100 de la demande canadienne. Par ailleurs, des installations de récupération tertiaire et in-situ, sur une petite échelle, produisent une quantité croissante de pétrole.

En gros, la principale différence entre les sables pétrolifères et les gisements pionniers vient du fait que les sables pétrolifères constituent une ressource connue et techniquement exploitable, comme le confirment les projets de démonstrations. Même si cette mise en valeur s'est avérée coûteuse, il n'en reste pas moins que si l'on y consacre les fonds nécessaires, on a une assurance raisonnable de pouvoir obtenir du pétrole.

La Suncor estime donc que, sans réduire l'importance de délimiter les réserves pétrolières pionnières du Canada, la mise en valeur des ressources connues du Canada, offertes par les sables pétrolifères et le pétrole lourd, assurerait un soutien important à la réalisation ordonnée de l'objectif de l'autosuffisance pétrolière.

## II. Les ressources offertes par les sables pétrolifères et le pétrole lourd

Les réserves de pétrole des régions renfermant des sables pétrolifères et du pétrole lourd ont été estimées tant par la Commission géologique du Canada que par l'Office de la conservation des ressources énergétiques de l'Alberta, à plus de 1 000 milliards de barils, ce qui tranche nettement sur les 30 milliards de barils de pétrole conventionnel en place. La quantité de ce pétrole qui pourra être récupéré dépendra et du prix du pétrole et de la technologie disponible. En retenant la technologie existante et les hypothèses de prix actuelles, la CGC a estimé, dans un rapport publié en 1983, qu'on pourrait tirer 69,5 milliards de barils de pétrole des sables pétrolifères, et 8,5 milliards de barils de pétrole léger conventionnel et 3,5 milliards de barils, du pétrole lourd conventionnel. On notera également que la CGC (Rapport 83-31) estime à 28 milliards de barils, le pétrole léger récupérable des régions pionnières.



from this source being the "back bone" of a self-sufficiency strategy.

### III. *Benefits of Oil Sands and Heavy Oil Development*

When the key factors of a vast proven resources and an established commercial technology are put together, it is clear that the greatest benefit of investing in Canada's oil sands and heavy oil reserves is that it will result in an assured supply of oil for the future. In addition to this benefit, however, several other aspects of oil sands and heavy oil development favour it over alternate sources of oil.

#### 1. *Transportation*

The regions containing possible new developments have established gathering and trunk pipeline systems. This proximity is very important not only for the marketing of the crude, but also for maximizing the producer netback at the plant gate.

#### 2. *Economic and social infrastructure*

Oil sands and in-situ projects are labour intensive during both their construction and operating phases, and new ventures will be able to draw on and create new employment opportunities for an existing workforce and established service industries. They will also find in Northern Alberta and Western Saskatchewan existing roads, towns, schools and perhaps most importantly, local residents familiar with the industry, and an economy whose health is closely tied to the industry. This combination of factors will reduce some of the costs of new projects and minimize social disruption in established communities.

#### 3. *Environment*

Being located in a populated region of Canada south of the permafrost will minimize environmental concerns. The major concerns associated with the plant site are water use, air pollution and land reclamation. Existing developments have shown that these concerns can be met. Offsite, where the major concern is product transportation, the use of established pipelines and corridors will minimize spill potential and supply disruption.

#### 4. *Canadian content*

The construction of both oil sands and in-situ projects has contributed to the development of a domestic capability for fabricating most equipment needed for oil sands and in-situ projects. For example, recent spending at both Syncrude and Suncor has achieved between 85 per cent and 90 per cent Canadian content, based on original sourcing. As such,

Même si ceci était l'opinion voulant qu'on poursuive l'exploration de ces régions, les prévisions beaucoup plus fortes dans le cas des sables pétroliers confirment le concept voulant que ce pétrole constitue l'assise d'une stratégie d'autosuffisance.

### III. *Avantages de la mise en valeur des sables pétroliers et du pétrole lourd*

Lorsqu'on allie les éléments clés offerts par une vaste ressource confirmée et une technologie commerciale établie, il est manifeste que l'investissement dans les réserves de pétrole lourd et de sables pétroliers du Canada se traduira par un approvisionnement pétrolier assuré pour l'avenir. Toutefois, plusieurs autres aspects de la mise en valeur des sables pétroliers et du pétrole lourd les favorisent par rapport à d'autres sources de pétrole.

#### 1. *Transport*

Les régions susceptibles de faire l'objet de nouveaux développements ont mis en place des réseaux de pipe-lines de collecte et de transport. La proximité de ces réseaux est très importante non seulement pour la commercialisation du brut, mais également pour maximiser le revenu net du producteur aux limites de l'usine.

#### 2. *Infrastructure économique et sociale*

Les entreprises d'exploitation des sables pétroliers et de récupération in-situ exigent une main-d'œuvre importante tant au stade de la construction qu'aux stades de l'exploitation, et les nouvelles entreprises pourront faire appel à la main-d'œuvre existante et aux marchés de service établis et susciter la création de nouveaux emplois. Elles trouveront également dans le Nord de l'Alberta et dans l'Ouest de la Saskatchewan des routes, des villes, des écoles et peut-être, ce qui est plus important encore, des résidents connaissant bien l'industrie et une économie dont le dynamisme est étroitement lié à cette industrie. Cet ensemble de facteurs réduira certains des coûts des nouveaux projets et minimisera les perturbations sociales dans les agglomérations établies.

#### 3. *Environnement*

La réalisation de ces projets dans une région peuplée du Canada située au sud de la ligne de pergélisol, minimisera les préoccupations d'ordre environnemental. Les principales préoccupations associées au choix de l'emplacement des installations sont l'utilisation de l'eau, la pollution de l'air et la remise en état du territoire. Les installations existantes ont démontré que ces préoccupations peuvent être satisfaites. À l'extérieur du chantier, où les principales préoccupations se situent au niveau du transport du produit, l'utilisation des corridors et des pipe-lines en place minimisera les possibilités de déversement et de perturbation de l'approvisionnement.

#### 4. *Participation canadienne*

La construction des installations d'exploitation des sables bitumineux et de récupération in-situ a contribué au développement d'une capacité intérieure permettant de fabriquer le plupart du matériel nécessaire à ces entreprises. Ainsi, par exemple, les dépenses récentes faites par les sociétés Syncrude et Suncor ont atteint un niveau de participation canadienne se

development of new projects could provide substantial economic spin-offs to many Canadian industries.

#### IV. Recent Development of Oil Sands Projects and Development Hurdles

##### (i) Pre-NEP period

The world's first commercial scale oil sands plant was Suncor's facility at Fort McMurray, which began construction in 1963, and was completed in 1967 at an initial cost of \$300 million. Operating difficulties of the project proved to be far more severe and expensive than expected, however, and a second oil sands plant was not undertaken until the early 1970s, when world oil prices quadrupled. Even then, final completion of the Syncrude plant required financial and fiscal assistance from governments.

With the evidence, however, of Syncrude and Suncor having been built and proven to be technically feasible, the development of further oil sands plants was actively contemplated by a number of companies in the late 1970s. Most prominent of these projects was that of the Alsands group, headed by Shell Canada Resources, and the Cold Lake project, led by Esso Resources Canada. While Alsands was planned as an oil sands mining operation like Syncrude and Suncor, Cold Lake was planned as an in-situ project, where raw bitumen would be recovered by injecting steam directly into the ground, as contrasted to mining the oil sand and separating the bitumen on the surface by a hot water extraction process.

In designing and evaluating these projects, the proponents were relying heavily on the experience of the two existing plants, particularly Suncor which by 1979 had been in operation for twelve years. What this experience had proven was that oil sands plants are very costly, both to build and to operate. Furthermore, it became apparent that regular replacement of capital facilities is a necessary cost of doing business, without which a plant cannot achieve the reliability to operate satisfactorily. These factors were to prove to be key considerations in the development decisions of the 1980-83 period.

##### (ii) Introduction of the National Energy Programme

When the NEP was announced in October of 1980, the first of its three major objectives was the achievement of oil self-sufficiency by 1990. The development of new oil sands plants was key to that strategy, and the NEP document made reference to the construction by 1990 of Alsands, Cold Lake, and a third new grass roots project, as well as expansions to Suncor and Syncrude.

situant entre 85 et 90 p. 100, pour ce qui regarde l'approvisionnement original. La réalisation de nouveaux projets pourrait donc générer des retombées économiques substantielles pour plusieurs industries canadiennes.

#### IV. Évolution récente des projets d'exploitation des sables pétrolifères et obstacles à la mise en valeur

##### i) Période pré-PÉN

La première installation au monde d'exploitation des sables pétrolifères, réalisée sur une échelle commerciale, a été celle de la Suncor, à Fort McMurray, dont la construction a été entreprise en 1963 et achevée en 1967, au coût initial de 300 millions de dollars. Les difficultés d'exploitation du projet se sont toutefois avérées beaucoup plus sérieuses et beaucoup plus coûteuses que prévu et la construction d'une deuxième usine d'exploitation des sables pétrolifères n'a pas été entreprise avant le début des années 1970, lorsque le prix mondial du pétrole a quadruplé. Même alors, le parachèvement de l'usine de la Syncrude a nécessité une aide financière et fiscale de la part des gouvernements.

Toutefois, une fois les installations de la Syncrude et de la Suncor construites et une fois leur faisabilité technique confirmée, un certain nombre de sociétés ont sérieusement envisagé, vers la fin des années 1970, la possibilité d'entreprendre la construction d'autres installations pour exploiter les sables pétrolifères. Le plus notoire de ces projets est celui du groupe Alsands, dirigé par la Shell Canada Resources, et le projet de Cold Lake, dirigé par la société Esso Resources Canada. Alors que le projet de la Alsands devait prendre la forme d'une exploitation minière des sables pétrolifères, du genre de celle des sociétés Syncrude et Suncor, le projet de Cold Lake a été conçu comme un projet d'exploitation in-situ; le bitume brut y serait récupéré en injectant de la vapeur directement dans le sol, au lieu d'extraire le sable pétrolifère et de procéder à la séparation du bitume et du sable, en surface, en utilisant un procédé d'extraction à l'eau chaude.

Lors de la conception et de l'évaluation de ces projets, les responsables se sont beaucoup appuyés sur l'expérience acquise grâce aux deux installations existantes, notamment celle de la Suncor qui, en 1979, fonctionnait depuis une douzaine d'années. Cette expérience avait confirmé que les installations d'exploitation des sables pétrolifères sont très coûteuses, tant à construire qu'à exploiter. Il est également devenu manifeste que le remplacement régulier des équipements capitalisés représente un coût d'exploitation inévitable pour que les installations puissent réaliser le niveau de fiabilité nécessaire à en assurer l'exploitation satisfaisante. Ces facteurs devaient s'avérer les considérations clés des décisions de développement prises entre 1980 et 1983.

##### ii) Introduction du Programme énergétique national

Lorsque le PÉN fut annoncé en octobre de 1980, le premier de ses trois grands objectifs était la réalisation de l'autosuffisance pétrolière avant 1990. Le développement des nouvelles installations d'exploitation des sables pétrolifères constituait la clé de cette stratégie et le document du PÉN mentionnait la construction, avant 1990, des installations de la Alsands, de Cold Lake et d'un troisième projet d'exploitation, ainsi que l'expansion des installations des sociétés Suncor et Syncrude.



In projecting these new developments, the NEP document recognized the high capital costs of these projects, and the need to achieve a satisfactory return on this investment. For example, page 94 of the document refers to the Alsands project requiring an 18 percent rate of return.

The policy process used by the NEP to encourage these projects, recognizing these costs and required return constraints, was to establish a price for synthetic oil which was projected to allow for the developer to earn his required rate of return. For example, the original NEP set a reference price for oil sands production of \$38.00 per barrel in 1981, escalated annually by the Consumer Price Index. This price, given cost assumptions current at the time of the NEP, was expected to give the Alsands project a rate of return slightly in excess of its requirement to make the investment.

This reference price system was abandoned in the 1981 Energy Pricing and Taxation Agreement, being replaced by world price surrogate New Oil Reference Price. The basic policy process was however maintained, wherein the fiscal system in this case (as opposed to a reference price) was used to establish a situation under which it was expected that oil sands investors would make their target rate of return, but little more.

In spite of the NEP fiscal regime for oil sands plants, and the new regime established in the September 1981 agreement, the next two years did not see any new plants begin construction. To the contrary, Esso announced in 1981 that the Cold Lake project would not proceed, and the Alsands partners gradually withdrew from their project until a final shutdown decision was made in May 1982. Similarly, plans for a third large new plant, or for the Syncrude expansion, remained at the study stage.

The reasons these projects did not proceed were many, but essentially could be summarized as being a situation where expectation of future prices did not forecast an adequate return on investment, given its projected costs and fiscal treatment. Certainly the federal and Alberta governments made last minute efforts to save the Alsands project, but again with the general approach of offering a barely adequate rate of return given the then current price and cost forecasts and risks associated with them.

As such, the fundamental problem of both the NEP and the EPTA approach to encouraging oil sands plants was the overwhelming faith placed in forecasts of future oil prices and costs.

In designing a royalty and taxation system that in concert with these costs and prices would generate an adequate return to encourage an investor, too little thought was given to how the project would be affected if these costs and prices proved to be incorrect. This is a particularly critical factor for oil

En prévoyant ces nouveaux développements, le document du PÉN reconnaissait l'importance des coûts d'immobilisation de ces projets et la nécessité de permettre la réalisation d'un rendement satisfaisant sur ces investissements. Ainsi, par exemple, la page 94 du document indique que le projet Alsands exige un niveau de bénéfice de 18 p. 100.

Le mécanisme politique retenu par le PÉN pour encourager ces projets, après en avoir reconnu les contraintes au niveau de la rentabilité, a été d'établir un prix pour le pétrole synthétique, devant permettre aux promoteurs de réaliser le taux de bénéfice requis. Ainsi, par exemple, le PÉN original établissait un prix de référence, pour la production tirée des sables pétroliers, de 38,00 \$ par baril en 1981, prix devant être relevé annuellement selon l'indice des prix à la consommation. Compte tenu des hypothèses de coût qui prévalaient au moment de l'adoption du PÉN, on s'attendait que ce prix assure au projet Alsands un niveau de rendement légèrement supérieur à ses besoins en matière d'investissement.

Ce système de prix de référence a été abandonné dans l'Accord de 1981 sur le prix et la taxation de l'énergie, pour être remplacé par le prix de référence du pétrole nouveau, qui remplaçait le prix mondial. Le processus politique de base a toutefois été maintenu, permettant d'utiliser le régime fiscal dans ce cas (par opposition à un prix de référence) pour établir une situation où les investisseurs dans les sables pétroliers pourraient réaliser leur taux de bénéfice cible, mais pas beaucoup plus.

En dépit du régime fiscal PÉN applicable aux installations d'exploitation des sables pétroliers et du nouveau régime établi dans l'accord de septembre 1981, les deux années suivantes n'ont enregistré aucun nouveau projet de construction d'installations. Bien au contraire, la société Esso annonçait en 1981 que le projet de Cold Lake n'irait pas de l'avant, et les partenaires de la société Alsands se sont graduellement retirés du projet, jusqu'à ce qu'une décision définitive de fermeture soit prise en mai 1982. De la même façon, les projets relatifs à une troisième grande installation nouvelle, ou à l'expansion des installations de la Syncrude, sont demeurés au stade d'étude.

Les motifs pour lesquels ces projets ne sont pas allés plus loin sont nombreux, mais ils peuvent en gros être résumés par le peu de confiance concernant la possibilité que les prix éventuels permettent de tirer un rendement adéquat de l'investissement, compte tenu des coûts prévus et du régime fiscal. Bien entendu, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont fait des efforts de dernière heure pour rattraper le projet Alsands, mais, encore une fois, en ne permettant qu'un taux de rendement à peine adéquat, compte tenu des prix courants et des prévisions des coûts et des risques associés au projet.

Le problème fondamental de l'orientation tant du PÉN que de l'EPTA, au niveau de l'encouragement des installations d'exploitation des sables pétroliers, demeure la grande confiance attribuée aux prévisions du prix et du coût éventuels du pétrole.

Au moment d'établir un régime de redevances et de taxation qui, allié à ces coûts et à ces prix, permettrait de générer un rendement adéquat de façon à encourager l'investisseur, on ne s'est pas assez attaché à déterminer les répercussions pour le projet, si les prévisions de coûts et de prix ne se matérialisaient



sands investment where capital costs are very high, and construction time periods long.

### (iii) *Recent Developments*

Although the pessimism which was introduced to world oil price forecasts in the post-Energy Agreement period has continued, the past year has seen renewed interest in oil sands and heavy oil. New ventures announced have included several small scale in-situ bitumen recovery projects, and Syncrude has undertaken a large capital programme to improve plant reliability and output. In each case, those projects were encouraged to proceed by a relaxation of the fiscal and regulatory regime facing the projects.

For the small scale in-situ projects, the major changes were the adoption of a fiscal regime which will see no PGRT paid on project revenues until nominal payout, and a royalty regime providing for a low rate royalty until a project has reached payout on a discounted basis. Both of these changes are significant from an investors point of view, as they ensure that capital invested will be recovered prior to an obligation to pay significant government levies in excess of normal income taxes.

For the Syncrude project, its new capital spending plans were encouraged by changes to the Alberta royalty such that all capital spending (when in excess of a target spending level), is immediately deductible from the base on which royalty is assessed. The concept of this fiscal change is therefore similar to that for the small scale projects in that royalty is not assessed on revenues until associated capital costs are recovered by the investor.

It is not of course exclusively these fiscal changes which have resulted in this renewed interest in oil sands and heavy oil. The other major factor appears to be the known existence of the resource, whereby there is a certainty that dollars invested will result in oil production. Nevertheless, the cost of these projects is high, both in absolute dollars and dollars per barrel and the introduction of greater cost sensitivity to project fiscal regimes has been fundamental to encouraging these investments.

### (iv) *Other development hurdles*

Although fluctuating world oil prices and price forecasts, high capital costs of oil sands and heavy oil projects, and the fiscal treatment by governments of these projects have been the major hurdles to development in recent years, several other factors are important, and should be addressed as part of an oil sands and heavy oil development strategy.

The first of these factors is the technology for recovery of heavy oil and bitumen. Although extensive research has been undertaken, recovery processes are still expensive and, at

pas. Il s'agit là d'un facteur critique pour les investissements dans les sables pétrolifères où les coûts en capital sont très élevés et les délais de construction importants.

### iii) *Développements récents*

Même si le pessimisme introduit dans les prévisions du prix mondial du pétrole, durant la période suivant l'Accord énergétique s'est maintenu, on a assisté au cours de la dernière année à un regain d'intérêt pour les sables pétrolifères et le pétrole lourd. Les nouveaux projets annoncés comprenaient notamment plusieurs projets de récupération du bitume in-situ, sur une petite échelle, et la Syncrude a entrepris un important programme d'immobilisations pour améliorer la fiabilité et le rendement de ses installations. Dans chaque cas, ces projets ont été encouragés par un assouplissement du régime fiscal et réglementaire applicable aux projets.

Pour les projets de récupération in-situ sur une petite échelle, les principaux changements ont été l'adoption d'un régime fiscal qui supprime la TRPG du projet jusqu'à ce que celui-ci devienne rentable, et d'un régime de redevances prévoyant un faible taux jusqu'à ce que le projet soit devenu rentable sur une base actualisée. Ces deux modifications sont importantes pour l'investisseur, puisqu'elles l'assurent que le capital investi sera récupéré avant que ne soient perçues les importantes taxes gouvernementales s'ajoutant à l'impôt sur le revenu.

Dans le cas du projet de la Syncrude, les nouveaux projets de dépenses d'immobilisation ont été encouragés par les changements apportés à la redevance albertaine, qui permettent de déduire immédiatement toutes les dépenses en capital (au-delà d'un niveau cible) de la base sur laquelle la redevance est déterminée. La régime fiscal ressemble donc à celui des projets réalisés sur une petite échelle, puisque la redevance n'est pas perçue sur les recettes avant que l'investisseur ait récupéré les coûts en capital associés au projet.

Bien entendu, ce ne sont pas seulement ces changements fiscaux qui ont suscité ce regain d'intérêt envers les sables pétrolifères et le pétrole lourd, l'autre facteur important semble être l'existence connue de la ressource, qui fait qu'on a la certitude que les investissements consentis se traduiront par une production de pétrole. Néanmoins, le coût de ces projets est élevé, tant en dollars absolus qu'en dollars par baril, et l'introduction d'une plus grande sensibilité au coût dans les régimes fiscaux applicables au projet s'est avérée fondamentale pour encourager ces investissements.

### iv) *Autres obstacles au développement*

Même si les fluctuations du prix mondial du pétrole et des prévisions de prix, les coûts en capital élevés des projets d'exploitation des sables pétrolifères et du pétrole lourd, et le traitement fiscal de ces projets par les gouvernements ont été les principaux obstacles au développement ces dernières années, plusieurs autres facteurs sont importants et devraient être envisagés dans le cadre d'une stratégie de mise en valeur des sables pétrolifères et du pétrole lourd.

Le premier de ces facteurs est la technologie permettant la récupération du pétrole lourd et du bitume. Même si d'importants travaux de recherche ont été entrepris, les procédés de

times, unreliable. A major break-through in technology which either improved the percentage of oil recovered, or reduced the cost of recovery would be of tremendous benefit.

Secondly, crude oil markets are a concern and could constrain the development of bitumen and heavy oil which is not upgraded on site into synthetic crude oil. At present, U.S. markets for this material are strong, and Canadian regulatory authorities are not discouraging export to these markets, but in the longer run, there is a concern that there may be pressure to use this oil in the crude short Canadian market, despite a lack of refineries able to accept large volumes of heavy oil. To this concern must be added that of diluent in the form of condensate or light crude oil, which is currently required to make unrefined heavy oils and bitumen pipelineable. This diluent supply will inevitably "dry up" as heavy oil production grows, and there are concerns as to whether or not use as a diluent represents the best use of these light oils.

In the medium term, therefore, two additional hurdles to development will be the lack of adequate technology for resource development, and the lack of markets for heavy oil and bitumen without adequate dilution and upgrading.

#### *V. Elements of an Oil Sands and Heavy Oil Development Strategy*

As indicated above, the size of Canada's oil sands and heavy oil resource, and its potential for both generating economic activity and meeting our energy security objectives, have been known to government policy makers for a number of years.

To date, however, Canada has lacked a general strategy for development of this resource, with new projects having proceeded on a one by one basis, each subject to its own unique fiscal regime and regulatory process. In response therefore to the Senate Committee's request as to 'In what fashion can the NEP be modified to better accommodate the changed energy circumstances of the recent past?', Suncor would like to outline the elements which the company feels would be important to a general strategy for development of the oil sands and heavy oil resource.

##### *(i) General applicability*

The process of negotiating special fiscal and regulatory terms for each project is both time consuming and unnecessary. In addition, when new projects sponsors are able to negotiate more favourable treatment than similar projects which preceded it, there are inevitably concerns about fairness and equity. As a general principle, therefore, a fiscal and regulatory regime should be established which is available to all investors and which will discourage the practice of lobbying for regulatory advantage.

récupération demeurent coûteux et, parfois, peu fiables. Une réussite importante d'ordre technologique permettant d'améliorer le taux de pétrole récupéré ou de réduire le coût de la récupération, constituera un net progrès.

Deuxièmement, les marchés de pétrole brut constituent une source de préoccupation et pourraient contraindre la mise en valeur du bitume et du pétrole lourd qui n'est pas valorisé sur place, sous forme de pétrole brut synthétique. A l'heure actuelle, les marchés américains sont actifs pour ce produit et les autorités réglementaires canadiennes ne découragent pas les exportations destinées à ces marchés, mais, à plus long terme, on est préoccupé par la possibilité que des pressions s'exercent pour que ce pétrole soit utilisé sur le petit marché canadien du brut, en dépit du manque de raffineries pouvant accepter d'importants volumes de pétrole lourd. A cette préoccupation, il faut ajouter celle reliée au diluant, prenant la forme de condensat ou de pétrole brut léger, actuellement nécessaire pour permettre l'acheminement par pipe-line du bitume et des pétroles lourds non raffinés. Cet approvisionnement de diluant tarira inévitablement lorsque la production de pétrole lourd s'accroîtra et on se demande si oui ou non l'utilisation de ces pétroles légers comme diluant constitue la meilleure utilisation à en faire.

Ainsi donc, à moyen terme, on devra faire face à deux obstacles additionnels au développement: l'absence d'une technologie adéquate pour permettre l'exploitation de la ressource, et l'absence de marchés pour le pétrole lourd et le bitume sans une dilution et une valorisation adéquates.

#### *V. Éléments d'une stratégie de mise en valeur des sables pétrolifères et du pétrole lourd*

Comme nous l'avons déjà dit, l'importance des ressources canadiennes offertes par les sables pétrolifères et le pétrole lourd, et leur potentiel tant pour susciter l'activité économique que pour réaliser nos objectifs en matière de sécurité énergétique, sont connus des responsables de l'élaboration des politiques gouvernementales depuis plusieurs années déjà.

Jusqu'à maintenant, le Canada n'avait toutefois pas de stratégie générale de mise en valeur de cette ressource, et les nouveaux projets se sont faits un par un, chacun étant assujéti à son propre régime fiscal et à son propre processus de réglementation. Par conséquent, en réponse à la question du Comité sénatorial, à savoir de quelle façon le PÉN pourrait être modifié pour mieux accommoder le nouveau contexte énergétique, la Suncor aimerait exposer les éléments d'une stratégie générale de mise en valeur des ressources offertes par les sables pétrolifères et le pétrole lourd, qu'elle estime importants.

##### *i) Possibilité d'application générale*

Le processus qui consiste à négocier des conditions réglementaires et fiscales spéciales pour chaque projet prend beaucoup de temps et n'est pas nécessaire. De plus, lorsque les promoteurs de nouveaux projets peuvent négocier un régime plus favorable que les précédents, il y a inévitablement des préoccupations reliées à l'équité. Comme principe général, donc, un régime fiscal et réglementaire devrait être mis en place, régime applicable à tous les investisseurs et qui découragera la pratique du démarchage en vue d'obtenir des avantages d'ordre réglementaire.



An essential part of this general applicability concept should be no discrimination against foreign capital. Access to the capital and technology of foreign corporations has been very important to the development of the oil sands to this point, and similar access will likely be essential to any near term strategy of further development of expensive oil sands and heavy oil projects. Methods other than restrictions on ownership are available to ensure that the primary benefits of these developments accrue to Canadians.

#### (ii) *Stable, cost sensitive fiscal regime*

Very important to encouraging investment in high cost, long payout projects will be a fiscal regime which is sensitive to costs, and is not subject to change after an investment has been undertaken. Lack of these above elements has been a major stumbling block in the development of new projects to the present.

In terms of cost sensitivity, it is recommended that government levies other than normal income tax should not be effective until after invested capital has been recovered. In the case of long term projects, where investment takes place over a number of years, invested capital should be considered to include the carrying cost of the investment.

In defining the cost of a project, it should be recognized that many costs are incurred prior to a decision to proceed. These prior costs are nevertheless legitimate project costs, and should be treated as such by a project fiscal regime.

While cost sensitivity is a key component of the recommended fiscal regime, it should be recognized that this does not preclude the investor from losing his original investment, but rather only ensures that he will not be subject to taxes or royalties when he has not yet covered his costs. As such, even under a fully cost sensitive fiscal regime there will be some downside risk. To properly balance this, any fiscal regime should also allow for some upside potential, such that an investor has a reasonable chance of making an adequate return on his investment, and also the possibility of making greater than an adequate return.

Finally, investors must be given some assurance that the fiscal regime applicable at the time an investment is made will not be changed subsequently so as to deny an investor the opportunity to make the return he expected when making the investment. Such subsequent fiscal changes are both unfair to the investor, and a major impediment to attracting new investment funds.

#### (iii) *Access to international prices and markets*

As an incentive to efficiency and to ensure fair treatment for Canadian consumers of oil, it is considered that the international value of oil is the appropriate price to be received by Canadian producers. Although a formula price utilizing a base price and annual adjustments is an option which could assure the economic viability of a project, it is felt that such a system would inevitably lead to unequal treatment between projects,

Un élément essentiel de ce régime d'application générale devrait être l'absence de discrimination envers le capital étranger. L'accès au capital et à la technologie des sociétés étrangères a été très important pour permettre l'exploitation des sables pétrolifères, jusqu'à maintenant, et un accès semblable sera vraisemblablement essentiel pour toute stratégie à court terme visant le développement plus poussé des coûteux projets d'exploitation des sables pétrolifères et du pétrole lourd. Des méthodes autres que celles des restrictions sur la propriété sont disponibles pour s'assurer que les Canadiens profitent les premiers de ces projets de mise en valeur.

#### ii) *Régime fiscal stable, sensible aux coûts*

Un régime fiscal sensible aux coûts, et qui n'est pas exposé aux modifications une fois les investissements consentis, est très important pour encourager les investissements dans les projets très coûteux, rentables à long terme. L'absence de ces éléments a nettement nui au lancement de nouveaux projets, jusqu'à maintenant.

Relativement à la sensibilité aux coûts, nous recommandons que les impositions gouvernementales, autres que l'impôt sur le revenu, ne s'appliquent qu'une fois le capital investi récupéré. Dans le cas des projets à long terme, où l'investissement est étalé sur plusieurs années, le coût de soutien de l'investissement devrait également être considéré comme élément du capital investi.

Au niveau de la définition du coût d'un projet, on devrait reconnaître que de nombreux coûts sont assumés avant que ne soit prise la décision d'aller de l'avant. Ces coûts préalables constituent néanmoins des coûts de projet légitimes et devraient être admis par le régime fiscal applicable au projet.

Même si la sensibilité aux coûts constitue un élément clé du régime fiscal recommandé, on devrait reconnaître que ceci n'empêche nullement l'investisseur de perdre sa mise de fonds originale: ce dernier n'a que l'assurance qu'il ne sera pas assujéti aux taxes ou aux redevances, avant d'avoir récupéré ses coûts. Même avec un régime fiscal pleinement sensible aux coûts, l'entreprise sera toujours exposée à certains risques. En reconnaissance de ces risques, le régime fiscal devrait également tolérer certaines possibilités raisonnables de bénéfices, et même offrir la possibilité de réaliser des bénéfices intéressants.

Enfin, on doit offrir aux investisseurs certaines assurances à l'effet que le régime fiscal en vigueur au moment où l'investissement est consenti ne sera pas modifié de façon à empêcher l'investisseur de réaliser le bénéfice anticipé lorsqu'il a consenti l'investissement. Ces changements aux régimes fiscaux sont injustes pour l'investisseur et constituent un obstacle majeur lorsqu'il s'agit d'attirer de nouveaux investissements.

#### iii) *Accès aux marchés et aux prix internationaux*

Pour encourager l'efficacité et assurer le traitement équitable des consommateurs canadiens de pétrole, on estime que la valeur internationale du pétrole est le prix approprié que doivent toucher les producteurs canadiens. Même si une formule de prix retenant un prix de base et des ajustements annuels constitue une option susceptible d'assurer la viabilité économique d'un projet, on estime qu'un tel régime amènerait inévita-



and potentially impose unnecessary costs on Canadian consumers.

As for markets, it is a certainty that the best manner to enhance the economics of a project is to ensure that a market exists for all available production. For oil sands and heavy oil, this means access to foreign oil markets when Canadian refiners do not wish to purchase the oil.

#### *(iv) Non-energy related objectives and regulations*

A major component of developing any large project is the necessity to comply with regulatory requirements respecting employment, purchasing, safety, environment and a range of other concerns, often requiring dealings with more than one level of government. While these are generally acceptable to investors in concept, they can create scheduling problems, and prove very costly if not well administered. It is therefore recommended that governments should establish a "single window" through which all regulatory and reporting requirements can be coordinated.

#### *(v) Other considerations*

With the above principles embodied in a development strategy, it is the view of Suncor that considerable new activity would be undertaken to develop Canada's oil sands and heavy oil resources. While the rate of development will continue to be affected by forecasts of world oil prices, inflation and interest rates, Canada would otherwise have a strategy which provided few impediments to resource development.

It may be the case, however, that governments may wish to "speed up" the pace of new oil development beyond that which would otherwise occur. Perhaps the most important way this could be encouraged would be by funding of research into new extraction and recovery processes, either directly or by way of tax incentives.

If a more direct means of encouraging development is desired, options facing government include price guarantees, grants, and financing guarantees. While these would certainly speed development, they may prove to be problematic in terms of general applicability and the inherent dangers for a company or government in undertaking a project which the private sector otherwise views as uneconomic. As such, it is not recommended that these incentives form part of a general development strategy. It is also far from certain that they would be required if the other recommended components of such a strategy are put in place.

### *VI. Conclusion*

The oil sands and heavy oil resources of Canada represent a known resource with the potential to make the country self-sufficient in oil. While development would be expensive, it could be achieved with minimal social and environmental dis-

blement un traitement inégal des projets et pourrait imposer inutilement des coûts aux consommateurs canadiens.

Pour ce qui regarde les marchés, la meilleure façon d'améliorer la rentabilité d'un projet consiste sans contredit à s'assurer de l'existence d'un marché pour toute la production disponible; dans le cas des sables pétrolifères et du pétrole lourd, ceci signifie l'accès aux marchés pétroliers étrangers lorsque les raffineurs canadiens ne veulent pas faire l'acquisition de ce pétrole.

#### *iv) Règlements et objectifs dans d'autres secteurs*

La nécessité de respecter les dispositions réglementaires en matière d'emploi, d'approvisionnement, de sécurité, d'environnement et de toute une gamme d'autres préoccupations, nécessitant souvent des relations avec plus d'un niveau de gouvernement, constitue un aspect important de la réalisation de tout grand projet. Même si ces règlements sont dans l'ensemble acceptables, en principe, par les investisseurs, ils peuvent causer des problèmes d'échéancier et s'avérer très coûteux s'ils ne sont pas bien administrés. Nous recommandons donc aux gouvernements d'ouvrir un «quichet unique» pour assurer la coordination de toutes les exigences en matière de réglementation et de rapport.

#### *v) Autres considérations*

En intégrant les principes énumérés ci-avant dans une stratégie de mise en valeur, la Suncor estime que beaucoup d'activités nouvelles seraient générées au niveau de la mise en valeur des ressources canadiennes de sables pétrolifères et de pétrole lourd. Même si le rythme du développement continuera d'être influencé par les prévisions du prix mondial du pétrole, par l'inflation et par les taux d'intérêt, le Canada disposera quand même d'une stratégie présentant peu d'obstacles à la mise en valeur des ressources.

Il peut s'avérer toutefois que les gouvernements veuillent accélérer la cadence d'exploitation du nouveau pétrole. La meilleure façon de ce faire consisterait peut-être à financer la recherche sur les nouveau procédés d'extraction et de récupération, de façon directe ou par des encouragements fiscaux.

Si on décide d'adopter des moyens plus directs pour encourager l'exploitation, les options offertes aux gouvernements comprennent notamment les garanties de prix, les subventions et les garanties de financement. Ces moyens permettraient sûrement d'accélérer l'exploitation, mais ils peuvent s'avérer problématiques en termes d'applicabilité générale et encourager une société ou un gouvernement à entreprendre un projet jugé non économique par le secteur privé. Il n'est donc pas recommandé d'intégrer ces stimulants à une stratégie générale de mise en valeur. Il est également loin d'être certain que ceux-ci soient nécessaires, après l'adoption des autres éléments recommandés d'une telle stratégie.

### *VI. Conclusion*

Les ressources en sables bitumineux et en pétrole lourd du Canada constituent une ressource connue susceptible de rendre le pays autonome sur le plan pétrolier. Même si leur mise en valeur peut s'avérer coûteuse, elle peut se faire en suscitant des

ruption, and high levels of economic benefit to Canada. Past government policy towards this resource has been characterized by focusing on each potential project individually, extending to it the minimum benefits felt necessary to encourage construction. The view of Suncor is that this approach has slowed the development of new projects, and that new investment can best be encouraged by a general strategy which recognizes the high costs and long payout of projects, and extends similar fiscal and regulatory treatment to all investors.

perturbations sociales et environnementales minimales et en générant de grands avantages économiques pour le Canada. Auparavant, la politique gouvernementale à l'égard de cette ressource était caractérisée par un examen de chaque projet, auquel on consentait le minimum d'avantages nécessaires pour encourager la réalisation. La Suncor estime que cette démarche a ralenti la réalisation de nouveaux projets et que la meilleure façon d'encourager les nouveaux investissements consiste à adopter une stratégie générale qui reconnaisse le coût élevé de ces projets et les longues périodes nécessaires à la récupération des investissements, et qui impose le même régime fiscal et réglementaire à tous les investisseurs.

## APPENDIX "ENR-16J"

A BRIEF  
TO THE SENATE OF CANADA  
ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES  
APRIL 27, 1984

Presented by Andrew Tarc,  
Box 310,  
Palmerston, Ont.  
N0G 2P0

*Energy and Natural Resources*

"He who controls the Energy Resources of a Country controls the Destiny of that Country."

Honourable Members of the Commission,  
Ladies and Gentlemen:

The present federal energy strategy (or lack of a positive energy strategy) is in an urgent need of change. Our present energy policy of the federal government is hurting business.

The federal government must bring in legislation to regulate individual provinces from dictating and demanding excessive energy costs from Canadians in all walks of life.

In one instance Ontario's Bill Davis's government authorizes Ontario Hydro to raise electricity rates because of additional costs required for the repairs to dangerous and mismanaged Nuclear Power Generating Stations while at the same point in time, Alberta's Peter Lougheed is selling our national gas to the Americans at discount rates.

Why not divert this natural gas to Ontario and give Ontario taxpayers a discount? (It is safe, non-polluting and leaves no dangerous radioactive waste nor problems of waste disposal).

It is quite evident that the federal energy policy is in shambles when it allows presently powerfully rich provinces to dictate excessive energy costs without regard to our Country as a whole.

Contrary to what Mr. Lougheed may believe the Natural gas in Alberta belongs to Canada and should benefit all Canadians.

During the so called energy-crisis period the philosophy of the Peter Lougheed team in regard to eastern Canada was "Let the Bastards freeze in the dark."

As long as this federal government permits greedy Premiers of rich provinces along with greedy presidents of huge rich oil corporations to manipulate Canadian energy resources, Canadians will be kept poor and will continue to pay excessive prices for their own energy resources. It is time for Canadians to take control of their energy resources and to pass these benefits to all Canadians.

The federal government has also failed to provide a positive energy program for our Western provinces, particularly the

## ANNEXE «ERN-16J»

UN MÉMOIRE  
AU SÉNAT DU CANADA  
SUR  
L'ÉNERGIE ET LES RESSOURCES NATURELLES  
LE 27 AVRIL 1984

Présenté par M. Andrew Tarc  
C.P. 310  
Palmerston (Ontario)  
N0G 2P0

*Énergie et ressources naturelles*

«Celui qui maîtrise les ressources énergétiques d'un pays en maîtrise la destinée.»

Honorables membres du Comité,  
mesdames et messieurs:

La stratégie énergétique fédérale actuelle (ou l'absence d'une stratégie énergétique positive) doit être modifiée de toute urgence. Notre politique énergétique actuelle fédérale nuit au commerce.

Le gouvernement fédéral doit adopter des lois pour empêcher les diverses provinces d'imposer des coûts énergétiques excessifs aux Canadiens de toutes les couches de la société.

Le gouvernement de M. Bill Davis, en Ontario, a autorisé l'Ontario Hydro à relever ses tarifs d'électricité pour payer les réparations des centrales nucléaires dangereuses et mal gérées alors que, en même temps, le Premier ministre de l'Alberta, M. Peter Lougheed, vend notre gaz naturel à rabais aux Américains.

Pourquoi ne pas acheminer ce gaz naturel vers l'Ontario et permettre aux contribuables ontariens d'obtenir un rabais? (Il s'agit d'un produit sûr, non polluant, qui ne laisse aucun résidu radioactif et ne présente pas de problème d'évacuation de résidus).

Il est bien manifeste que la politique énergétique fédérale est à la traîne, lorsqu'elle permet aux provinces actuellement riches et puissantes d'imposer des coûts énergétiques excessifs sans égard à l'ensemble du pays.

Contrairement à ce que peut penser M. Lougheed, le gaz naturel de l'Alberta appartient au Canada et devrait profiter à tous les Canadiens.

Durant la soi-disant période de crise énergétique, l'attitude de l'équipe de M. Peter Lougheed envers l'Est du Canada se résumait à «laisser les péquenauds geler dans le noir».

Aussi longtemps que le gouvernement fédéral permettra aux premiers ministres avides des provinces riches et aux présidents avides des grosses sociétés pétrolières riches de manipuler les ressources énergétiques du Canada, les Canadiens demeureront pauvres et continueront de payer des prix excessifs pour leurs propres ressources énergétiques. Le moment est venu pour les Canadiens de prendre leurs ressources énergétiques en main et d'en faire profiter tous les Canadiens.

Le gouvernement fédéral a également échoué au niveau de l'adoption d'un programme énergétique positif pour nos pro-



Province of Alberta where reservoirs of surplus of Canadian Natural gas lies dormant.

Ottawa must take immediate steps in the province of Alberta to provide Alberta an incentive to take advantage of its own natural gas surpluses.

Ottawa must provide the funding in co-operation with Alberta to build many natural gas liquifying plants to make natural gas readily available and easily transportable.

Several large research and hydrogen processing and production plants must be planned immediately to use Natural Gas to convert water to hydrogen and package hydrogen in universal modular cylinders for distribution in Canada and export to the U.S. and Europe for specific use to convert the automobiles of Canada and the rest of the world to fueling non-polluting hydrogen vehicles.

Water out of an automobile exhaust pipe in place of the present deadly toxic pollution from our present gasoline driven engines, will raise the level of health of our world and save lives. Our cities will become liveable again.

Also this important action will provide thousands of jobs that people would be proud to work at.

Yours truly,

Andrew Tarc

AT:sm  
April 27, 1984.

#### "TRANSCRIPTION FROM ORIGINAL"

One page summary: AN EFFECTIVE PROGRAM FOR ENERGY SELF-SUFFICIENCY FOR CANADA

The Government of Canada must:

1. Make full use of our vast energy resources in Canada to benefit all Canadians, and to sell (export) our surplus energy to the world.

The Government of Canada must:

Build giant hydrogen producing plants in Alberta, British Columbia, Quebec, etc. where surpluses of natural gas and hydro electricity power is available. Use this natural gas and electricity to convert water to hydrogen to permit this storage and transportation of hydrogen to anywhere in Canada (or the world) where power is needed. Hydrogen can be transported in safe modular cylinders.

#### Hydrogen Can Be Used To:

1. Generate electricity using fuel cells.

Drive automobiles that are non-polluting (water is the only emission from an exhaust pipe of a hydrogen engine).

vinces de l'Ouest, tout particulièrement pour la Province de l'Alberta dont les réservoirs de gaz naturel canadien excédentaire demeurent inexploités.

Ottawa doit prendre des mesures immédiates, en Alberta, pour inciter cette province à tirer parti de ses surplus de gaz naturel.

Ottawa doit fournir, avec le concours de l'Alberta, les fonds nécessaires à la construction de plusieurs installations de liquéfaction de gaz naturel, de façon à rendre le gaz facilement disponible et transportable.

Plusieurs grandes installations de recherche et de traitement et de production d'hydrogène doivent être prévues, dès maintenant, dans le but d'utiliser le gaz naturel pour convertir l'eau en hydrogène et injecter cet hydrogène dans des cylindres modulaires universels; ces cylindres seraient distribués au Canada et exportés vers les États-Unis et l'Europe, pour permettre spécifiquement la conversion du parc automobile canadien et mondial à l'hydrogène, qui ne pollue pas.

Le fait que les automobiles évacueront de l'eau, au lieu des émanations toxiques actuelles, contribuera à améliorer la santé à l'échelle du globe et épargnera des vies. Nos villes redeviendront vivables.

Cette initiative importante créera également des milliers d'emplois que les gens seront heureux d'occuper.

Veuillez agréer, messieurs les sénateurs, l'expression de mes sentiments distingués.

Andrew Tarc

AT:sm  
Le 27 avril 1984

#### «TRANSCRIT DE L'ORIGINAL»

Résumé d'une page: UN PROGRAMME EFFICACE POUR ASSURER L'AUTOSUFFISANCE ÉNERGÉTIQUE DU CANADA

Le Gouvernement du Canada doit:

1. tirer pleinement parti de nos vastes ressources énergétiques, au Canada, au profit de tous les Canadiens, et vendre (exporter) notre énergie excédentaire sur le marché mondial.

Le Gouvernement de Canada doit:

construire des usines géantes de production d'hydrogène en Alberta, en Colombie-Britannique, au Québec et ailleurs, où des surplus de gaz naturel et d'hydro-électricité sont disponibles. On utilisera ce gaz naturel et cette électricité pour convertir l'eau en hydrogène, de façon à permettre le stockage et le transport de l'hydrogène partout au Canada (ou dans le monde) où l'on a besoin d'énergie. L'hydrogène peut être transporté dans des cylindres modulaires sûrs.

#### L'hydrogène peut servir à:

1. produire de l'électricité au moyen de cellules;

2. actionner des automobiles non polluantes (un moteur à hydrogène ne dégage que de l'eau);

3. Hydrogen can fuel railway engines\* and aircraft.
4. We can store electricity (power) by simply using electricity to produce hydrogen, then convert hydrogen back to electricity when required.

*This Plan Will Make Canada:*

- (a) A world leader in the energy field.
- (b) Eliminate toxic pollution from automobiles and permit the people of our cities to breathe clean air again.
- (c) To export our surplus hydrogen to world markets.

Yours truly,

Andrew Tarc

May 29, 1984

3. l'hydrogène peut alimenter les moteurs\* des locomotives et des avions;
4. il est possible de stocker de l'électricité (de l'énergie) en utilisant simplement de l'électricité pour produire de l'hydrogène, puis de convertir l'hydrogène en électricité, lorsqu'on en a besoin.

*Ce programme fera du Canada:*

- a) un chef de file mondial dans le domaine de l'énergie;
- b) éliminera la pollution toxique des automobiles et permettra aux populations urbaines de respirer de l'air pur à nouveau;
- c) permettra d'exporter nos surplus d'hydrogène sur les marchés mondiaux.

Veuillez agréer, messieurs les sénateurs, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Andrew Tarc

Le 29 mai 1984

\* Electric Railway engines or non-polluting hydrogen fuelled engines are preferred and safer for operation through mountain tunnels.

\* Les moteurs électriques des locomotives ou les moteurs alimentés à l'hydrogène propre sont préférables et plus sûrs à utiliser dans les tunnels, en montagne.

## APPENDIX "ENR-16K"

WAINOCO OIL & GAS LIMITED  
A Subsidiary of Wainoco Oil Corporation

June 14, 1984

Standing Senate Committee  
on Energy and Natural Resources  
The Senate, Ottawa, Ontario  
K1A 0A4

Re: Review of the National Energy Program

Dear Sirs:

In your review of the National Energy Program, Wainoco Oil & Gas Limited wishes to submit comments on the following three basic elements of the NEP:

1. Fairness in Energy Pricing and Revenue Sharing

2. Greater Energy Security by Oil Self Sufficiency in the 1990's

3. Increased Canadian Participation in the Petroleum Industry

1. *Fairness in Energy Pricing and Revenue Sharing*

Industry must be allowed a fair share of oil and gas revenues in order to return to concentration on the search for, and the production of, additional oil and gas reserves. This can only be accomplished with an energy policy that is designed around a taxation and royalty system that gives a fair return on investment.

The petroleum industry is completely regulated by government and what government does determines the economic health of the oil and gas industry. A case in point is the present, changed status of the industry in Saskatchewan where the new provincial government stimulated the doubling of drilling activity in that province by enhancing the economic environment, primarily with the introduction of increased royalty holidays.

It is essential to eliminate the present complex tangle of non-profit based taxes, royalties, and incentives and replace it with an enduring, simple and fair system. Such a system would provide a base provincial royalty, and profit-based income taxes. Government revenues from royalties and taxation would not suffer because their smaller percentage take would be from a greatly enlarged production base created by accelerated industry activity.

In summary, if oil and gas companies operating in Canada were subject to fair, stable policies and received more cash flow it would be promising and profitable for them to increase their investments in the Canadian oil and gas business.

2. *Greater Energy Security by Oil Self Sufficiency in the 1990's*

The Canadian petroleum industry, within an improved economic framework, could very rapidly and aggressively increase exploration activity with subsequent major increases in new oil

## ANNEXE «ERN-16K»

WAINOCO OIL & GAS LIMITED  
Une filiale de la WAINOCO OIL CORPORATION

14 juin 1984

Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources naturelles  
Le Sénat, Ottawa (Ontario)  
K1A 0A4

Objet: Revue du Programme énergétique national

Messieurs les sénateurs,

Dans votre revue du Programme énergétique national, la Wainoco Oil & Gas Limited désire commenter les trois éléments fondamentaux suivants du PÉN:

1. Équité en matière de détermination du prix de l'énergie et du partage des recettes

2. Meilleure sécurité énergétique pour l'autosuffisance pétrolière durant les années 1990

3. Participation canadienne accrue à l'industrie pétrolière

1. *Équité en matière de détermination du prix de l'énergie et du partage des recettes*

On doit permettre à l'industrie de tirer une part équitable des recettes pétrolières et gazières, de façon à permettre un retour à la concentration sur la prospection et à l'exploitation de réserves pétrolières et gazières additionnelles. Ceci ne peut se faire que par une politique énergétique retenant un régime de taxation et de redevances assurant un taux de rendement équitable du capital investi.

L'industrie pétrolière est entièrement réglementée par le gouvernement et les initiatives gouvernementales déterminent le dynamisme économique de l'industrie pétrolière et gazière. Citons, à titre d'exemple, le statut actuel modifié de l'industrie, en Saskatchewan, où le nouveau gouvernement provincial a encouragé l'intensification de l'activité de forage dans cette province en améliorant le contexte économique, principalement en adoptant des exonérations de redevances accrues.

Il est essentiel de faire disparaître le labyrinthe actuel des taxes, des redevances et des encouragements et de le remplacer par un régime simple, durable et équitable. Un tel régime comprendrait une redevance provinciale de base et un impôt sur le revenu déterminé en fonction des bénéfices. Les recettes gouvernementales tirées des redevances et des taxes ne seraient pas réduites puisque le taux réduit s'appliquerait à une production nettement supérieure, générée par l'accélération de l'activité de l'industrie.

En bref, si les sociétés pétrolières et gazières œuvrant au Canada étaient assujetties à des politiques justes et équitables et touchaient des fonds autogénérés plus importants, elles seraient plus intéressées à accroître leurs investissements dans les entreprises pétrolières et gazières canadiennes.

2. *Meilleure sécurité énergétique par l'autosuffisance pétrolière durant les années 1990*

Grâce à l'amélioration du contexte économique, l'industrie pétrolière canadienne pourrait très rapidement et très dynamiquement intensifier ses activités d'exploration, ce qui se tradui-



and gas reserves. This has been demonstrated by the significant number of major oil discoveries and increased drilling in the past year in Western Canada spurred by world oil prices and expanded royalty holidays.

Conservation of oil reserves by the utilization of natural gas wherever possible should be encouraged and Canada should move quickly to a system of negotiated buyer/seller prices for gas exports to the United States to alleviate the huge Canadian shut-in gas volumes. Increased gas sales will generate cash flow for companies anxious to increase their exploration budgets, particularly in the present concentrated search for oil reserves.

### *3. Increased Canadian Participation in the Petroleum Industry*

The federal government's major role in the Canadianization of the oil and gas industry should be encouraging risk equity investment by Canadian entities and individuals. With a stable and realistic energy policy, coupled with competitive pricing for oil and gas production, the petroleum industry in Canada should have little trouble in attracting Canadian investors.

Respectfully submitted,

WAINOCO OIL & GAS LIMITED

D. F. Bacon  
Vice-President, Canadian Operations

DFB:sh

rait par des accroissements importants des nouvelles réserves de pétrole et de gaz. Ceci a été démontré par le nombre significatif de grandes découvertes de pétrole et par l'intensification des forages enregistrée cette année, dans l'Ouest du Canada, suite au raffermissement des prix mondiaux du pétrole et à l'accroissement des exonérations de redevances.

On devrait favoriser la conservation des réserves pétrolières par l'utilisation du gaz naturel, partout où la chose s'avère possible, et le Canada devrait adopter le plus tôt possible un régime de prix négociés entre l'acheteur et le vendeur, dans le cas des exportations de gaz destinées aux États-Unis, afin de réduire les importants volumes de gaz canadien captif. L'accroissement des ventes de gaz générera des liquidités pour les sociétés anxieuses d'accroître leurs budgets d'exploration, tout particulièrement dans le domaine de la recherche de réserves de pétrole, actuellement concentrée.

### *3. Participation canadienne accrue à l'industrie pétrolière*

Le rôle principal du gouvernement fédéral au chapitre de la canadianisation de l'industrie pétrolière et gazière, devrait consister à encourager les sociétés canadiennes et les Canadiens à investir des capitaux propres de risque. Avec une politique énergétique stable et réaliste, alliée à un régime de prix concurrentiel pour la production du pétrole et du gaz, l'industrie pétrolière, au Canada, ne devrait pas avoir beaucoup de difficulté à attirer les investisseurs canadiens.

Veuillez agréer, messieurs les sénateurs, l'expression de mes sentiments très distingués.

Le vice-président aux activités canadiennes

WAINOCO OIL & GAS LIMITED  
D. F. Bacon

DFB:sh

## APPENDIX "ENR-16L"

## REVIEW OF THE NATIONAL ENERGY PROGRAM

SUBMISSION TO THE  
STANDING SENATE COMMITTEE  
ON  
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

Ottawa  
June 14, 1984  
R. L. Walker & Partners Ltd.  
Consulting Engineers and Economists

Submitted by:  
Dr. Gerald Collins, P. Eng.

## REVIEW OF THE NATIONAL ENERGY PROGRAM

*Contents of Submission*

## Executive Summary

1. Introduction
2. Current Situation
3. Issues Which Need to be Addressed in National Energy Policy
  - 3.1 Exports of Electricity and Gas
  - 3.2 Energy Development in Eastern Canada
  - 3.3 Support for Suppliers to the Electric Power Utilities
  - 3.4 Resource Taxation Policy
4. Inconsistencies in Current Practices Regarding Energy Exports
  - 4.1 Exports from a Net Importing Province
  - 4.2 Energy Transportation: Pipelines Versus Transmission Lines
5. Recommendations

## EXECUTIVE SUMMARY

Canada is in the enviable position of having sufficient energy resources to meet its own needs and to allow for exports to the United States and other countries. The National Energy Program does not provide a sound basis for the orderly development of these resources. Indeed the existing program would be better described as a National Oil Program since most of the effort is directed towards oil—to find more frontier oil, to reduce demand for oil, or to raise more revenues from oil.

Issues which need to be addressed in any new energy policy include the regional impact of increased electricity or gas exports and the relative benefits of each to the national economy; the effect on interprovincial trade of development of energy supplies in Eastern Canada; support for equipment suppliers to the electric power utilities; taxation and pricing policies for renewable and depleting resources; and long term strategies for developing all energy resources. Inconsistencies exist in current practices regarding the export of gas and elec-

## ANNEXE «ERN-16L»

REVUE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE  
NATIONALMÉMOIRE AU  
COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT  
DE L'ÉNERGIE ET  
DES RESSOURCES NATURELLES

Ottawa  
le 14 juin 1984  
R. L. Walker & Partners Ltd.

Présenté par:  
Gerald Collins, Ing. P.

REVUE DU PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE  
NATIONAL*Matière du mémoire*

## Résumé administratif

1. Introduction
2. Situation actuelle
3. Questions que doit viser la Politique énergétique nationale
  - 3.1 Exportations d'électricité et de gaz
  - 3.2 Mise en valeur de l'énergie dans l'Est du Canada
  - 3.3 Soutien des fournisseurs des services publics d'électricité
4. Inconséquences au niveau des pratiques courantes en matière d'exportations d'énergie
  - 4.1 Exportations par une province importatrice nette
  - 4.2 Transport de l'énergie: pipe-lines vs lignes de transport
5. Recommandations

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

Le Canada se retrouve dans la position enviable où il dispose de ressources énergétiques suffisantes pour subvenir à ses propres besoins et permettre les exportations destinées aux États-Unis et à d'autres pays. Le Programme énergétique national n'assure pas une bonne base à la mise en valeur ordonnée de ces ressources. En fait, le programme existant pourrait être mieux décrit comme un Programme pétrolier national, puisque la plupart des initiatives sont axées sur le pétrole: recherche davantage le pétrole dans les régions pionnières, réduire la demande de pétrole ou tirer davantage de recettes du pétrole.

Les questions qui doivent être abordées dans une nouvelle politique énergétique comprennent celles-ci: les répercussions régionales de l'accroissement des exportations d'électricité ou de gaz et les bénéfices relatifs de celles-ci pour l'économie nationale; les incidences sur le commerce interprovincial de la mise en valeur des approvisionnements énergétiques de l'Est du Canada; le soutien des fournisseurs de matériel aux services publics d'électricité; les politiques de taxation et de détermination des prix applicables aux ressources renouvelables et en



tricity. These need to be corrected, taking account of the regional problems involved.

Any new energy policy in Canada should address both supply and demand and should be flexible enough to respond to external factors. The policy should correct past inconsistencies and should emphasize the equitable and national development and use of our resources, regardless of energy type or location.

## 1. INTRODUCTION

The production and consumption of energy are activities which affect the lives of all Canadians and it is important that the Federal Government's policies reflect this pervasiveness. Unlike many countries, Canada is well endowed with energy resources and has the ability to meet all of the demands of the nation and also to export surplus gas and electricity to the United States and coal to the Pacific Rim, Europe and South America. Canada currently imports coal and oil for use in central and eastern provinces but only for rational reasons: the cost to the economy is lower by importing than by supplying from domestic resources. The exports of oil, gas, coal and electricity more than offset these imports and Canada is in the enviable position of being a net exporter of energy. Maintaining this position would provide security for future energy supplies but will require national policies to encourage the orderly development of all energy resources.

The National Energy Program (NEP) introduced in October 1980 (including the Update of 1982) and the legislation which followed did not establish the proper climate for this orderly development. The only energy source addressed in any detail is oil; other sources are encouraged only as substitutes for oil. In addition, details of the NEP and subsequent agreements with oil producing provinces were too rigid to absorb unexpected changes in world oil pricing. The NEP also addresses the demand side and has provided some impetus to the previous gains which had been made in Canada in the energy conservation field. Energy policy issues not addressed in the NEP include consistency in the regulatory approach to energy exports, the integration into the Canadian energy supply mix of production from other than current producing regions, and the relative merits of developing different energy resources for export.

After a brief review of the current situation, this submission contains our views on these and other issues concerning energy policy. We realize that energy conservation and new energy sources should also play a role in the Canadian energy picture and that they need to be accounted for in any effective energy policy. However, we have restricted our comments to the energy supply side, particularly regarding conventional energy sources, since this is our area of expertise.

voie d'épuisement, et enfin, les stratégies à long terme, pour mettre en valeur toutes les ressources énergétiques. Les pratiques actuelles comportent des inconséquences au niveau de l'exportation du gaz et de l'électricité. Celles-ci devront être corrigées, en tenant compte des problèmes régionaux impliqués.

Toute nouvelle politique énergétique canadienne devrait tenir compte à la fois de l'approvisionnement et de la demande et être assez souple pour réagir aux facteurs extérieurs. Elle devrait corriger les inconséquences passées et insister sur la mise en valeur et l'utilisation équitables et ordonnées de nos ressources, peu importe la forme d'énergie ou son emplacement.

## 1. INTRODUCTION

La production et la consommation d'énergie sont des activités qui influencent la vie de tous les Canadiens et il importe que les politiques du gouvernement fédéral reflètent cette dimension. Par rapport à plusieurs pays, le Canada est bien pourvu en ressources énergétiques et il peut répondre à tous les besoins du pays tout en exportant ses surplus de gaz et d'électricité aux États-Unis et son charbon dans la frange du Pacifique, en Europe et en Amérique du Sud. Le Canada importe actuellement du charbon et du pétrole destinés aux provinces de l'Est et du Centre, mais uniquement pour des considérations d'ordre logistique, puisqu'il est moins coûteux pour l'économie canadienne d'alimenter ces marchés à même des ressources importées. Les exportations de pétrole, de gaz, de charbon et d'électricité font plus que compenser ces importations et le Canada se retrouve dans la situation enviable d'exportateur net d'énergie. Le maintien de cette position assurerait la sécurité des approvisionnements énergétiques éventuels mais des politiques nationales seront nécessaires pour encourager le développement ordonné de toutes les ressources énergétiques.

Le Programme énergétique national (PÉN) adopté en octobre 1980 (y compris la mise à jour de 1982) et la législation adoptée par la suite n'ont pas établi un climat favorisant cette mise en valeur ordonnée. L'unique source d'énergie visée de façon précise est le pétrole; les autres sources ne sont encouragées que comme substituts du pétrole. De plus, les détails du PÉN et des accords ultérieurs conclus avec les provinces productrices de pétrole n'avaient pas non plus la souplesse nécessaire pour s'adapter à l'évolution inattendue du prix mondial du pétrole. Le PÉN s'intéressait également à l'aspect demande et il a consolidé les initiatives prises dans le domaine de l'économie de l'énergie. Les questions de politique énergétique non touchées par le PÉN comprennent l'uniformité de la réglementation énergétique canadienne intégrée de la production des régions productrices autres que les régions actuelles, et les mérites relatifs de l'exploitation des diverses ressources énergétiques, à des fins d'exportation.

Après une brève revue de la situation actuelle, nous présentons nos opinions sur ces questions et sur d'autres questions concernant la politique énergétique. Nous reconnaissons que les mesures d'économie d'énergie et les nouvelles sources énergétiques devraient également jouer un rôle important dans le contexte énergétique canadien et que toute politique énergétique efficace devra en tenir compte. Nous avons toutefois limité nos commentaires à l'aspect approvisionnement, tout particu-



## 2. CURRENT SITUATION

To put the NEP in perspective, it is worth reviewing briefly the current energy supply demand situation in Canada<sup>1</sup>. In 1982, final demand<sup>2</sup> for energy accounted to 5675 petajoules (10<sup>15</sup> joules) which was met by the various sources as follows:

|   |        |
|---|--------|
| Refined Petroleum Products  | 46.8%  |
| Natural Gas   | 27.2%  |
| Electricity <sup>3</sup> / (Including Thermal Electricity produced from Coal and Gas) | 20.0%  |
| Coal, Coke and Coke Oven Gas  | 3.6%   |
| Natural Gas Liquids   | 1.2%   |
| Steam (from Nuclear plants and industrial facilities)                                 | 1.1%   |
| Total   | 100.0% |

The 1982 Canadian production of the various energy sources relative to the demand in Canada was as follows:

|                     |        |
|---------------------|--------|
| Crude Oil           | 91.6%  |
| Natural Gas         | 150.1% |
| Coal                | 102.6% |
| Natural Gas Liquids | 418.5% |
| Electricity         | 112.1% |
| Steam               | 100.0% |

On a total primary energy basis, Canada produced 13.4 percent more energy in 1982 than was consumed. In that year, net imports of oil amounted to 7.24 million cubic meters (45.5 million barrels) which, on an energy basis, totalled 5 percent of final energy demand. The most important energy export was natural gas, followed by natural gas liquids. Electricity was the third most important energy export while the trade in coal was essentially in balance. Exports of refined petroleum products exceeded imports by 2.6 million cubic meters (16.4 million barrels) or 82 percent on an energy basis.

Statistics for 1983 indicate that the situation improved and Canada became a net exporter of crude oil. This was due to several factors, some of which are unrelated to the NEP. Because of an increase in shut-in oil, the NEB increased the allowable exports to the United States. Canadian imports declined in 1983 because of the recession. Also, a major road-building program in the U.S. raised the demand for heavy oil from Canada for asphalt production.

The National Energy Program of 1980 was based on three objectives:

—security of oil supply;

<sup>1</sup> Data based on "Quarterly Report on Energy Supply-Demand in Canada", Statistics Canada, No. 57-003-1982-IV, August 1983.

<sup>2</sup> This does not include non-energy uses or uses by energy producing industries such as electricity generating stations or petroleum refineries.

<sup>3</sup> Converted at 3.6 megajoules per kilowatt-hour.

lièrement en ce qui concerne les sources d'énergie conventionnelles, puisqu'il s'agit là de notre domaine d'expertise.

## 2. SITUATION ACTUELLE

Pour envisager le PÉN en perspective, il importe de revoir brièvement la situation actuelle de l'offre et de la demande d'énergie au Canada<sup>1</sup>. En 1982, la demande définitive<sup>2</sup> d'énergie s'établissait à 5 675 petajoules (10<sup>15</sup> joules), satisfaite comme suit par les diverses sources:

|   |             |
|---|-------------|
| Produits pétroliers raffinés  | 46,8p. 100  |
| Gaz naturel   | 27,2p. 100  |
| Électricité <sup>3</sup> / (y compris la thermo-électricité tirée du charbon et du gaz) | 20,0p. 100  |
| Charbon, coke et gaz de four à coke   | 3,6p. 100   |
| Liquides de gaz naturel   | 1,2p. 100   |
| Vapeur (provenant des centrales nucléaires et des installations industrielles)          | 1,1p. 100   |
| Total   | 100,0p. 100 |

En 1982, la production énergétique canadienne de sources diverses, par rapport à la demande canadienne, s'établissait comme suit:

|                         |             |
|-------------------------|-------------|
| Pétrole brut            | 91,6p. 100  |
| Gaz naturel             | 150,1p. 100 |
| Charbon                 | 102,6p. 100 |
| Liquides de gaz naturel | 418,5p. 100 |
| Électricité             | 112,1p. 100 |
| Vapeur                  | 100,0p. 100 |

Sur une base d'énergie primaire totale, le Canada a produit en 1982 13,4 p. 100 plus d'énergie qu'il n'en a consommée. Pour cette même année, les importations nettes de pétrole se sont chiffrées à 7,24 millions de mètres cubes (45,5 millions de barils), soit 5 p. 100 de la demande énergétique définitive. La plus importante exportation d'énergie a été le gaz naturel, suivi par les liquides de gaz naturel. L'électricité est venue au troisième rang et les échanges de charbon étaient à peu près équilibrés. Les exportations de produits pétroliers raffinés ont été supérieures aux importations, dans une proportion de 2,6 millions de mètres cubes (16,4 millions de barils) ou 82 p. 100, sur une base énergétique.

Les données statistiques pour 1983 indiquent une amélioration de la situation et le Canada est devenu un exportateur net de pétrole brut. Ceci est attribuable à plusieurs facteurs, dont certains n'ont aucun rapport avec le PÉN. En raison de l'accroissement de la quantité de pétrole captif, le PÉN a augmenté les quantités admissibles à l'exportation vers les États-Unis. En 1983, les importations canadiennes ont baissé en raison de la récession. Un important programme de construction routière, aux États-Unis, a également accru la demande de pétrole lourd canadien destiné à la production d'asphalte.

Le Programme énergétique canadien de 1980 reposait sur trois objectifs:

—la sécurité de l'approvisionnement pétrolier;

<sup>1</sup> Données basées sur le «Rapport trimestriel de l'offre et de la demande d'énergie au Canada», Statistique Canada, N° 57-003-1982-IV, août 1983.

<sup>2</sup> Ceci ne comprend pas les utilisations non énergétiques ou les utilisations par les industries qui produisent l'énergie, notamment les centrales de production d'électricité ou les raffineries de pétrole.

<sup>3</sup> Convertie à raison de 3,6 megajoules par kilowatt-heure.

- opportunity for Canadians to participate in their oil and gas industry; and
- fairness in the distribution of energy benefits and burdens.

The specific programs introduced to meet these objectives were almost exclusively related to the oil industry and to changing the pattern of demand for petroleum products. References to other energy sources were brief and generally in the context of substitution for oil. Thus, it could be said that Canada has a National Oil Program, not a National Energy Program.

Through the NEP, the Federal Government is providing some support for research and development of renewable energy sources and new technologies for using sources such as coal. It is also providing assistance for converting oil-fired electricity generating stations to use coal and is supporting investigations of the feasibility of hydro developments on the lower Churchill River in Labrador. However, these programs do not establish a basis for developing Canada's Full potential in energy resources and there is no framework for allowing all Canadians to participate in energy resource industries other than the oil and gas industry.

The NEP fails to address the important issue of orderly development of energy supply in the least cost manner, taking into account the potential supplies in each region and the likely demand within each region which could best be served by each source.

The NEP has resulted in substantial revenues to the Federal Government from increased petroleum and gas taxes (over \$4 billion in 1982-83)<sup>4</sup>. In the same year, expenditures on energy programs amounted to just over \$3 billion. The forecasts to 1987-88 indicate a surplus of revenues over expenditures in the energy sector for each year. From these figures it appears that revenues generated by the energy (oil and gas) sector are being used not only for energy programs but also for other purposes unrelated to the three stated goals of the NEP. If this is a deliberate policy, it should be stated as such.

### 3. ISSUES WHICH NEED TO BE ADDRESSED IN NATIONAL ENERGY POLICY

The NEP was virtually silent on several matters relating to development of resources other than oil or gas. These matters, in our opinion, all impinge upon the long term security of energy supply to Canadians and the fairness of the distribution of energy benefits and burdens, two of the objectives of the NEP. Among the issues which deserve attention are the regional impact of increased electricity or gas exports and the relative benefits of each to the national economy; the effect on interprovincial trade of development of energy supplies in eastern Canada; support for equipment suppliers to the electric power utilities; a comparison of taxation and pricing policies for renewable and depleting energy resources; and enunciation of long term strategies which can form the framework for

- la possibilité pour les Canadiens de participer à leur industrie pétrolière et gazière; et
- l'équité au niveau de la répartition des bénéfices et des charges reliées à l'énergie.

Les programmes spécifiques adoptés pour réaliser ces objectifs concernaient presque exclusivement l'industrie pétrolière et la modification du profil de la demande de produits pétroliers. Les références aux autres sources d'énergie étaient brèves et, en général, faites dans le contexte du remplacement du pétrole. On pourrait donc dire que le Canada a un Programme pétrolier national et non pas un Programme énergétique national.

Par l'entremise du PÉN, le gouvernement fédéral fournit un soutien à la recherche et au développement de sources d'énergie renouvelable et de nouvelles technologies permettant d'utiliser des sources d'énergie comme le charbon. Il fournit également une aide à la conversion au charbon des centrales d'électricité alimentées au mazout et il soutient les recherches sur la faisabilité du harnachement du Bas Churchill au Labrador. Ces programmes ne constituent toutefois pas une base susceptible de permettre la mise en valeur du plein potentiel énergétique du Canada et il n'existe aucune structure pour permettre à tous les Canadiens de participer à l'industrie énergétique, si ce n'est à l'industrie du pétrole et du gaz.

Le PÉN ne s'intéresse pas à l'importante question de la mise en valeur ordonnée de l'approvisionnement énergétique de la façon la moins coûteuse, en tenant compte des approvisionnements possibles dans chaque région et de la demande vraisemblable dans chaque région, pouvant être satisfaite au mieux par chaque source.

Le PÉN a généré des recettes substantielles pour le gouvernement fédéral grâce à une hausse des taxes sur le pétrole et le gaz (plus de 4 milliards de dollars en 1982-1983)<sup>4</sup>. Durant cette même année, les dépenses reliées aux programmes énergétiques se sont chiffrées à peine à un peu plus de 3 milliards de dollars. Les prévisions jusqu'en 1987-1988 indiquent un excédent de recettes par rapport aux dépenses, dans le secteur de l'énergie, pour chaque année. Selon ces chiffres, il semble que les recettes générées par le secteur de l'énergie (pétrole et gaz) servent non seulement aux programmes énergétiques mais également à d'autres fins qui n'ont aucun rapport avec les trois objectifs précisés dans le PÉN. S'il s'agit là d'une politique délibérée, il faudrait le préciser.

### 3. QUESTIONS QUE DOIT VISER LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE NATIONALE

Le PÉN est demeuré littéralement muet concernant plusieurs questions reliées à la mise en valeur des ressources autres que le pétrole ou le gaz. Ces questions, à notre avis, sont reliées à la sécurité à long terme de l'approvisionnement énergétique des Canadiens et à l'équité de la répartition des bénéfices et des charges propres à l'énergie, deux objectifs du PÉN. Parmi les questions importantes, retenons les suivantes: les répercussions régionales de l'accroissement des exportations d'électricité ou de gaz et les avantages relatifs de celles-ci pour l'économie nationale; l'influence sur le commerce interprovincial de la mise en valeur des approvisionnements énergétiques dans l'Est du Canada; le soutien des fournisseurs de matériel aux services publics d'électricité; la comparaison des politiques

<sup>4</sup> Department of Finance, Fiscal Plan, February 15, 1984. Table 2.1.

<sup>4</sup> Ministère des Finances, Programme fiscal, le 15 février 1984. Tableau 2.1.



development of all energy resources in Canada. These issues are discussed below.

### 3.1 Exports of Electricity and Gas<sup>5</sup>

Canada exports electricity and gas to the United States and may in the future export gas (as liquefied natural gas) to Japan or Europe. The National Energy Board (NEB) regulates these exports to ensure that reasonably foreseeable Canadian requirements can be met and that the export is "in the public interest". However, the analysis of the benefits to the national and provincial economies does not address all of the questions. There is no analysis of the overall energy surplus in Canada, only the surplus of individual energy resources and sometimes only on a regional basis. Also there is no analysis of whether gas and electricity exports are competing in the U.S. market and whether such competition is in the public interest.

In forecasting the future Canadian requirements for energy, the NEB uses macro-economic models which allow for substitution of one energy source for another based on price, availability of transportation facilities, and other factors. This allows for a range of estimates of demand which must be satisfied before exports are permitted. Applicants for licences to export gas or electricity also project the future surplus based on similar assumptions. The economic analysis of the benefits of exporting the surplus is then based on the export revenue less the cost of replacing the exported energy. For gas exports, the export price is set by the Federal Government while electricity exports are priced according to generation costs in the export market.

Some of the questions which are not answered by the process are as follows:

- Does the existence of a surplus of gas mean that the national benefits can be maximized by exporting the gas or does it mean that the price (to Canadian consumers) is too high? If the domestic price were lowered, would increased gas sales and lower cost of energy to the economy result in greater national economic benefits than the export of gas?
- Do exports of electricity provide more or less employment and other benefits than exports of gas?
- Should national energy policy consider accelerated development of energy resources for export as a means for regional economic development?

<sup>5</sup> The discussion here is limited to these two energy products. Other products such as coal or natural gas liquids could also be included in any detailed analysis.

de taxation et de détermination des prix applicables aux ressources renouvelables et aux ressources énergétiques en voie d'épuisement; ainsi que l'élaboration de stratégies à long terme pour orienter la mise en valeur de toutes les ressources énergétiques au Canada. Ces questions sont discutées ci-après.

### 3.1 Exportations d'électricité et de gaz<sup>5</sup>

Le Canada exporte de l'électricité et du gaz vers les États-Unis et pourrait éventuellement exporter du gaz (sous forme de gaz naturel liquéfié) vers le Japon ou l'Europe. L'Office national de l'énergie (ONÉ) réglemente ces exportations afin de s'assurer que les besoins canadiens raisonnablement prévisibles puissent être satisfaits et que les exportations servent d'«intérêt public». Toutefois, l'analyse des avantages pour les économies nationale et provinciales n'aborde pas toutes les questions. On ne fait aucune analyse du surplus énergétique global du Canada; on examine seulement le surplus des ressources énergétiques considérées sur une base individuelle et, parfois, seulement dans une perspective régionale. Il n'y a pas non plus d'analyse permettant de déterminer si les exportations de gaz et d'électricité se font concurrence sur le marché américain et si cette concurrence sert l'intérêt public.

Pour prévoir les besoins énergétiques éventuels des Canadiens, l'ONÉ utilise des modèles macro-économiques permettant la substitution d'une source d'énergie pour une autre, en se basant sur le prix, la disponibilité des installations de transport et d'autres facteurs. Ceci permet l'établissement d'une gamme d'estimations de la demande à satisfaire, avant que les exportations ne soient autorisées. Les requérants de licences qui veulent exporter du gaz ou de l'électricité prévoient également les surplus éventuels en retenant des hypothèses semblables. L'analyse économique des avantages offerts par l'exportation des surplus est alors fondée sur les recettes générées par les exportations, dont on déduit le coût de remplacement de l'énergie exportée. Dans le cas des exportations de gaz, le prix de l'exportation est déterminé par le gouvernement fédéral, alors que dans le cas des exportations d'électricité, les prix sont établis en fonction des coûts de production sur le marché d'exportation.

Voici certaines des questions laissées sans réponse par cette façon de faire:

- L'existence d'un surplus de gaz signifie-t-elle que les avantages nationaux pourront être maximisés par l'exportation du gaz ou que le prix du gaz (pour les consommateurs canadiens) est trop élevé? Une réduction du prix du gaz au pays se traduirait-elle par un accroissement des ventes de gaz ou par une réduction du coût de l'énergie pour l'économie, et ce résultat se traduirait-il par des avantages économiques nationaux supérieurs à ceux générés par l'exportation du gaz?
- Les exportations d'électricité fournissent-elles plus ou moins d'emplois et autres avantages que les exportations de gaz?
- La politique énergétique nationale devrait-elle envisager l'exploitation accélérée des ressources énergétiques, à des

<sup>5</sup> La discussion ici se limite à ces deux produits énergétiques. D'autres produits comme le charbon ou les liquides de gaz naturel pourraient également être inclus dans une analyse détaillée.



- Are the conditions and terms of the export of energy compatible with other energy programs, such as those with an oil substitution objective?
- Is there a need to provide incentives to increase the inter-provincial trade of electricity in order to maximize national benefits?

The answers to these questions are not apparent but they are important to the development of a consistent national energy policy. In addition, the questions relate directly to the third objective of the existing Program—that is, fairness in the distribution of energy benefits and burdens.

Other aspects of the export of gas and electricity are discussed in Section 4.

### 3.2 Energy Development in Eastern Canada

Known energy resources in Eastern Canada include the hydroelectric potential of the lower Churchill River and James Bay, oil resources at Hibernia, natural gas near Sable Island, tidal power in the Bay of Fundy and Ungava Bay, and coal in Cape Breton Island. There is also the possibility that the gas resources in the Arctic Islands will be delivered to Eastern Canada. There are ongoing discussions regarding a second nuclear generating station at Lepreau. While there are uncertainties about the timing and costs of some of these energy supplies, there is little doubt that some of these resources will be contributing to the national energy supply within the next 20 years. But how will these supplies be integrated into the market? Current energy policy is vague regarding this problem and appears to favour development of all sources providing they contribute to a reduction in oil demand. To ensure that development proceeds rationally, a national energy policy should be stated which lists the principles which will be applied as the resources are brought on stream.

One of the constraints affecting resource development in Canada is the fact that the provinces control resources development within their boundaries. This limits the degree of control which any national policy can have but emphasizes the need to evaluate both national and provincial economic impact of energy supply projects. The national policy could be designed to ensure that these benefits are optimized.

The amount of energy which could be produced from these resources is greater than the demand in the region and inter-provincial or international trade will occur if the resources are indeed developed. Some of the questions which need addressing are:

- What will be the price of offshore gas from Nova Scotia? The gas will likely be transported to Quebec and United States markets, probably displacing some Alberta gas. How will the revenues be shared? (The problem would be even more complex if LNG from the Arctic were delivered to US markets directly.)

fins d'exportation, comme moyen pour susciter le développement économique régional?

- Les conditions des exportations d'énergie sont-elles compatibles avec les autres programmes énergétiques, notamment avec l'objectif du remplacement du pétrole?
- Y a-t-il lieu de fournir des encouragements pour stimuler le commerce interprovincial de l'électricité, de façon à maximiser les avantages nationaux?

Les réponses à ces questions ne sont pas évidentes, mais elles sont importantes pour assurer l'élaboration d'une politique énergétique nationale logique. En outre, ces questions concernent directement le troisième objectif du programme actuel, c'est-à-dire l'équité au niveau de la répartition des avantages et des charges reliés à l'énergie.

On trouvera à la Rubrique 4 une discussion des autres aspects de l'exportation du gaz et de l'électricité.

### 3.2 Mise en valeur de l'énergie dans l'Est du Canada

Les ressources énergétiques connues de l'Est du Canada comprennent le potentiel hydro-électrique du Bas Churchill et de la baie James, les ressources pétrolières d'Hibernia, le gaz naturel près de l'île de Sable, l'énergie marémotrice de la baie de Fundy et de la baie d'Ungava, et le charbon de l'île du Cap-Breton. Il est également possible que le gaz des îles arctiques soit amené dans l'Est du Canada. On parle également de la possibilité de construire une deuxième centrale nucléaire à Lepreau. Même s'il existe des incertitudes concernant le moment et le coût de certains de ces approvisionnements énergétiques, il fait peu de doute que certaines de ces ressources contribueront à l'approvisionnement énergétique national avant une vingtaine d'années. Mais de quelle façon ces approvisionnements seront-ils intégrés au marché? La politique énergétique actuelle est vague à ce sujet et elle semble favoriser la mise en valeur de toutes les sources, pourvu que celles-ci contribuent à réduire la demande de pétrole. Pour s'assurer que le développement se fasse de façon ordonnée, on devrait énoncer une politique énergétique nationale qui précise les principes qui s'appliqueront au fur et à mesure que les ressources seront exploitées.

L'une des contraintes influençant la mise en valeur des ressources au Canada vient du fait que les provinces régissent la mise en valeur des ressources, sur leur territoire. Ceci limite l'influence d'une politique nationale mais met en relief la nécessité d'évaluer les incidences économiques nationales et provinciales des projets d'approvisionnement énergétique. La politique nationale devrait être conçue de façon à assurer l'optimisation de ces avantages.

La quantité d'énergie pouvant être tirée de ces ressources est supérieure au niveau de la région, et la mise en valeur de ces ressources générera sans aucun doute des échanges commerciaux au niveau interprovincial ou international. Voici certaines des questions à envisager:

- Quel sera le prix du gaz offshore de la Nouvelle-Écosse? Le gaz sera vraisemblablement acheminé vers les marchés du Québec et des États-Unis et remplacera probablement une certaine partie du gaz albertain. Comment seront réparties les recettes? (Le problème serait plus compliqué

- Is there a case for increasing the transfer capability between electricity systems?
- Should transmission lines be declared to be common carriers for moving electricity from one province across another to export markets?

The Canada-Nova Scotia agreement on developing offshore oil and gas resources, signed in March 1982, is an example of the cooperation needed. Such agreements must, however, be developed in the context of a broader policy for which the principles need to be established.

### 3.3 Support for Suppliers to the Electric Power Utilities

A recent study<sup>6/</sup> by Lavalin Inc. and R.L. Walker & Partners Ltd. identified potential problems in the Canadian electrical equipment manufacturing industry and construction sector which would be caused by reduced capital expenditures by utility companies. Capital expenditures by 1987 are expected to fall by Canadian power utilities to \$ 4.3 billion (in 1983 \$) which is less than one-half of the level in 1978. The following quote from the report describes the problem and raises the questions which need answering:

"Although a primary goal of the National Energy Program as stated is 'to help ensure energy security for all Canadians', no comprehensive strategy exists concerning electrical energy's role in our total energy supply. If there were such a strategy, a vital element would need to be concerned with the long term health of the industry which produces electrical energy, and in particular the manufacturing and construction segments of the industry.

How important is it from the point of view of national security of supply that we maintain a viable industry for the production of electrical energy? Would it be acceptable to Canadian energy policy makers to lose most of our capabilities within Canada to design, construct, equip and maintain the power systems needed to provide our electricity? Are Canadian power utilities concerned about the prospect of having difficulties in maintaining systems for which the Canadian manufacturers of component products may have gone out of business? These questions, far from academic, have yet to be explicitly addressed in Canada.

We believe that the energy authorities and power utilities across Canada should focus on these strategic questions, as had been done in other industrialized countries (e.g. USA, UK), in order to formulate coherent national policies concerning the electricity supply industry.

We believe that an element of such policies should be a deliberate strategy to maintain a healthy electrical supply

encore si les LGN de l'Arctique étaient livrés directement aux marchés américains.

- Y a-t-il lieu d'accroître les capacités de transfert entre les divers réseaux d'électricité?
- Les lignes de transport devraient-elles être considérées comme des transporteurs publics permettant d'acheminer l'électricité d'une province à une autre, vers les marchés d'exportation?

L'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières offshore, signé en mars 1982, constitue un exemple de la coopération requise. Ces accords doivent toutefois être conclus dans le cadre d'une politique plus générale dont il faudra établir les principes.

### 3.3 Soutien des fournisseurs des services publics d'électricité

Une étude récente<sup>6/</sup> faite par les sociétés Lavalin Inc. et R.L. Walker & Partners Ltd. a identifié certains problèmes dans le secteur de la construction et dans l'industrie canadienne de la fabrication du matériel électrique, susceptibles d'être causés par la réduction des dépenses d'immobilisation des services publics. On prévoit que vers 1987 les dépenses d'immobilisation des services publics canadiens auront baissé à 4,3 milliards de dollars (en dollars de 1983), soit moins de la moitié du niveau enregistré en 1978. Le rapport décrit le problème et soulève des questions auxquelles il faudra répondre:

«Même si l'un des objectifs premiers du Programme énergétique national est de «contribuer à assurer la sécurité énergétique de tous les Canadiens», il n'existe aucune stratégie globale concernant le rôle de l'électricité dans notre approvisionnement énergétique total. Si une telle stratégie existait, elle devrait notamment s'intéresser au dynamisme à long terme de l'industrie de l'électricité, notamment aux secteurs de l'industrie axés sur la fabrication et la construction.

Quelle importance attachons-nous, dans une perspective de sécurité nationale d'approvisionnement, au maintien d'une industrie viable de production d'énergie électrique? Les responsables de la politique énergétique canadienne accepteraient-ils de perdre la majeure partie des ressources canadiennes qui permettent de concevoir, de construire, d'équiper et d'entretenir les réseaux nécessaires à la prestation du service d'électricité? Les services publics canadiens d'électricité envisagent-ils la possibilité d'avoir des difficultés à entretenir les installations, faute de pièces de rechange, parce que les fabricants canadiens de composantes ont fermé leurs portes? Ces questions loin d'être académiques, doivent être abordées franchement au Canada.

Nous croyons que les autorités dans le domaine de l'énergie et les services publics d'énergie, par tout le Canada, devraient s'intéresser à ces questions d'ordre stratégique, comme l'ont fait d'autres pays industrialisés (e.g. les États-Unis et le Royaume-Uni), dans le but de formuler des politiques nationales cohérentes applicables à l'industrie de l'approvisionnement en électricité.

Nous croyons qu'un élément de ces politiques devrait prendre la forme d'une stratégie visant à maintenir le dynamisme de l'industrie canadienne de l'approvisionnement en

<sup>6</sup> "Canadian Power Systems Equipment and Services: Exports to Developing Countries"; Lavalin and R.L. Walker & Partners, March, 1984.

<sup>6</sup> «Canadian Power Systems Equipment and Services: Exports to Developing Countries», Lavalin et R.L. Walker & Partners, mars 1984.



industry in Canada, on the grounds of national security of energy supply.”

The report also presents a discussion of the economic considerations of government support for the industry and concludes that policies should be considered to encourage provincial power utilities to “Buy Canadian” and to provide incentives for increased exports of Canadian equipment. The study recommends a review of national and provincial benefits of such policies.

Because of the shrinking market in Canada (and the USA), there will need to be rationalization of the industry and the report suggests that industry, which will have to take the necessary action, may require government support in areas such as competitive export financing, tax incentives for capital investments for modernization, protection from unfair foreign competition, and support for employees and communities affected by rationalization.

Such support for an energy industry is not unprecedented. Canada's nuclear energy program receives much government backing and overseas promotion because of its importance domestically. The exploration for oil and gas in the frontier areas receives substantial grants under the Petroleum Incentives Program which is part of the NEP. The electricity supply industry deserves similar consideration and energy policy in Canada should address these longer term problems, along with the immediate problems of oil supply.

### 3.4 Resource Taxation Policy

As noted earlier, Federal revenues from special taxes and charges on the oil and gas industry were over \$ 4.0 billion in 1982-83. These revenues are collected as part of the NEP and are an attempt to meet the objectives of a) security of oil supply, b) ensuring fairness in the distribution of energy benefits and burdens, and c) providing an opportunity for Canadians to participate in their oil and gas industry (through Petro Canada's takeovers).

One of the principles behind collecting these revenues is that a “windfall profit” was created due to price increases following OPEC price increases in 1973/74 and 1979/80. A second principle is that all Canadians should share in the benefits of exports from the country. However, these principles are not applied uniformly to other energy resources and oil and gas are effectively subsidizing other energy resources. The prices of exports of electricity and coal are higher now because the world price of oil is higher yet these products have not been subjected to the same taxation treatment as have oil and gas. On the basis of fairness in distributing energy benefits and burdens, it would be easy to make a case, for example, for collecting a tax on Quebec's exports of electricity for payment to Prince Edward Island and Nova Scotia, where electricity costs are higher than the national average.

électricité, de façon à assurer la sécurité nationale de l'approvisionnement énergétique.»

Ce rapport présente également un examen des aspects économiques d'un soutien gouvernemental à l'industrie et conclut qu'on devrait envisager l'adoption de politiques visant à encourager les services publics provinciaux à acheter des produits canadiens, au lieu de les encourager à exporter davantage de matériel canadien. L'étude recommande de faire une revue des avantages nationaux et provinciaux de ces politiques.

Comme le marché diminue au Canada (et aux États-Unis), il faudra rationaliser l'industrie; le rapport suggère que l'industrie, qui devra prendre les mesures nécessaires, pourrait avoir besoin d'un soutien gouvernemental dans des secteurs comme le financement des exportations concurrentielles, les stimulants fiscaux appliqués aux investissements consentis pour des fins de modernisation, la protection contre la concurrence étrangère injuste, et le soutien des employés et des communautés affectés par la rationalisation.

L'octroi d'un tel soutien à une industrie énergétique n'est pas sans précédent. Le programme énergétique nucléaire du Canada jouit d'un soutien gouvernemental important et d'une promotion outre-mer en raison de son importance pour le pays. La prospection pétrolière et gazière dans les régions pionnières profite de subventions substantielles grâce au Programme d'encouragements pétroliers, mis de l'avant dans le cadre du PÉN. L'industrie de l'approvisionnement en électricité mérite un traitement semblable et la politique énergétique canadienne devrait s'adresser à ces problèmes à plus long terme, parallèlement aux problèmes immédiats d'approvisionnement pétrolier.

### 3.4 Politique de taxation des ressources

Comme nous l'avons déjà dit, les recettes fédérales tirées des droits et des taxes spéciales imposées à l'industrie du pétrole et du gaz ont été supérieures à 4,0 milliards de dollars en 1982-1983. Ces recettes sont prélevées dans le cadre du PÉN pour contribuer à assurer a) la sécurité de l'approvisionnement pétrolier, b) l'équité au niveau de la répartition des avantages et des charges reliés à l'énergie, et c) pour fournir aux Canadiens l'occasion de participer à leur industrie pétrolière et gazière (grâce aux acquisitions de Petro-Canada).

L'un des principes à l'origine de la perception de ces recettes veut qu'un «bénéfice inattendu» ait été créé par les hausses de prix qui ont suivi les relèvements de prix de l'OPEP en 1973-1974 et en 1979-1980. Un deuxième principe veut que tous les Canadiens devraient participer aux avantages générés par les exportations faites par le pays. Ces principes ne sont toutefois pas appliqués uniformément aux autres ressources énergétiques et, en fait, le pétrole et le gaz subventionnent les autres formes d'énergie. Les prix des exportations d'électricité et de charbon sont maintenant plus élevés parce que le prix mondial du pétrole est plus élevé, mais ces produits n'ont pas été soumis au même régime de taxation que le pétrole et le gaz. En se basant sur le principe de l'équité au niveau de la répartition des avantages et des charges de l'énergie, il serait facile de préconiser, par exemple, l'imposition d'une taxe sur les exportations d'électricité du Québec, dont le produit pourrait être



This question needs to be addressed particularly from the aspect of the economics of renewable versus depleting resources. Energy policy for the future should reflect any conclusions reached on this matter and should also show the justification for any cross-subsidies.

#### 4. INCONSISTENCIES IN CURRENT PRACTICES REGARDING ENERGY EXPORTS

In addition to the differences in taxation policy, there are other inconsistencies in the regulatory approach to energy exports. The following discussion is limited to the manner in which exports of gas and electricity are handled by the National Energy Board.

##### 4.1 *Exports from a Net Importing Province*

In January 1983 the NEB reported on a number of applications to export gas from Canada<sup>7</sup>. Among these was an application from Ocelot Industries Limited to export gas from Saskatchewan, a province which imports a substantial proportion of the supply for its own requirements from Alberta. The NEB denied the application on the following grounds:

"The Board does not believe that the approval of a proposal for the export of gas from a net importing province is in the national interest when there is no arrangement in place between that province and the province from which it imports the bulk of its domestic requirements for the equitable sharing of the higher export revenues. Simply because a cost-benefit evaluation might result in a value greater than unity does not compel the Board to issue a licence. The national interest must also be construed in terms of the harmonious interaction between the provinces in respect of the interprovincial and international trade in natural gas. The Board considers that the potential for dispute in these international and interprovincial flows of gas which might attend the authorization of such an export in the absence of a flow-back sharing agreement is highly relevant to the national interest and to the decisions it is required, by statute, to make."<sup>8</sup>

By contrast, the NEB has issued export licences to Hydro Quebec of exporting electricity to the United States even though the surplus of electricity in Quebec is based on the import of electricity from Newfoundland and Labrador. The NEB is currently (May 1984) hearing another application from Hydro Quebec to export up to 33,000 gigawatt hours (GWh) per year. Annual imports to Quebec from Churchill Falls amount to 29,900 GWh. It is well known that Quebec and Newfoundland do not have an "arrangement in place... for the equitable sharing of the higher export revenues". As reported in the *Globe and Mail* on May 24, 1983, Hydro Quebec will pay \$90 million for power from Churchill Falls in

remis à l'Île-du-Prince-Édouard et à la Nouvelle-Écosse, où les coûts de l'électricité sont plus élevés que la moyenne nationale.

Cette question doit être envisagée notamment dans la perspective de l'économie des ressources renouvelables par rapport aux ressources en voie d'épuisement. La politique énergétique éventuelle devrait refléter les conclusions arrêtées à ce sujet et devrait également justifier les subventions entre les diverses formes d'énergie.

#### 4. INCONSÉQUENCES AU NIVEAU DES PRATIQUES COURANTES EN MATIÈRE D'EXPORTATIONS D'ÉNERGIE

En plus des différences en matière de politique de taxation, on retrouve d'autres inconséquences au niveau de la réglementation applicable aux exportations d'énergie. La discussion qui suit se limite à la façon dont l'Office national de l'énergie considère les exportations de gaz et d'électricité.

##### 4.1 *Exportations depuis une province importatrice nette*

En janvier 1983, l'ONÉ a fait rapport sur un certain nombre de demandes de licences d'exportation de gaz à partir du Canada<sup>7</sup>. Celles-ci comprenaient notamment une demande de la société Ocelot Industries Limited, qui voulait exporter du gaz depuis la Saskatchewan, une province qui importe de l'Alberta une proportion importante de l'approvisionnement nécessaire à la satisfaction de ses propres besoins. L'ONÉ a rejeté la demande pour les motifs suivants:

«L'Office ne croit pas que l'approbation d'une proposition d'exportation de gaz depuis une province importatrice nette serve l'intérêt national, lorsqu'il n'y a pas d'accord entre cette province et la province dont elle importe le gros de ses approvisionnements intérieurs, relativement au partage équitable des recettes plus importantes générées par les exportations. Le fait qu'une évaluation de rentabilité indique une valeur supérieure à l'unité ne force aucunement l'Office à délivrer une licence. L'intérêt national doit également être envisagé en termes d'interaction harmonieuse entre les provinces, relativement au commerce interprovincial et international du gaz naturel. L'Office estime que la question des possibilités de différends que pourraient générer ces acheminements internationaux et interprovinciaux de gaz, en l'absence d'une entente de partage des recettes, est étroitement reliée à l'intérêt national et aux décisions que l'Office doit rendre, conformément à son mandat.»<sup>8</sup>

Par ailleurs, l'ONÉ a délivré des licences d'exportation à l'Hydro-Québec pour lui permettre d'exporter de l'électricité aux États-Unis, même si le surplus d'électricité du Québec est basé sur des importations d'électricité en provenance de Terre-Neuve. L'ONÉ étudie actuellement (mai 1984) une autre demande d'Hydro-Québec visant l'exportation d'électricité, jusqu'à concurrence de 33 000 gigawatts heures (GWh) par année. Les importations annuelles d'électricité au Québec, depuis les chutes Churchill, se chiffrent à 29 900 GWh. Il est notoire que Québec et Terre-Neuve n'ont pas «d'accord... concernant le partage équitable des recettes additionnelles générées par l'exportation». Comme le disait le *Globe and Mail* du 24 mai 1983, l'Hydro-Québec paiera, en 1990, 90 millions

<sup>7</sup> Gas Export Omnibus Hearing, 1982, Phase II and III Report; National Energy Board, January 1983.

<sup>8</sup> NEB, *ibid.*, page 73.

<sup>7</sup> Audience omnibus sur les exportations de gaz, 1982, Rapport sur les phases II et III, Office national de l'énergie, janvier 1983.

<sup>8</sup> ONÉ, *ibid.*, page 73 (±).

1990 and will earn \$2.8 billion by exporting it to the United States.

Besides illustrating the inconsistency in regulation of energy exports, this also illustrates the fact that there are political implications in these decisions. In each of the cases noted, the view of the dominant province prevailed. Alberta and Quebec were the winners, while Saskatchewan and Newfoundland lost. The decision regarding gas exports may have a bearing on future potential gas exports from Nova Scotia if it is possible for that gas to reach markets served from Alberta.

#### 4.2 *Energy Transportation: Pipelines Versus Transmission Lines*

There is a parallel between the function of a gas pipeline and an electricity transmission line: both are used to transfer energy from the source to the user. In the case of exports of Alberta gas to the US, the pipelines cross several provinces which also draw gas from the same pipelines. Although the gas is thoroughly mixed in the pipeline, there is no question regarding the ownership of the gas that leaves the country: it belongs to Alberta (or Alberta producers) and the higher export revenues flow back to Alberta.

The same principle could be applied to electricity to facilitate the transfer of surplus power from resource rich provinces through the transmission systems of neighbouring provinces to provide access to lucrative export markets. The most obvious examples would be the development of the Lower Churchill Falls with transmission through Quebec to the United States and Fundy tidal power to Nova Scotia transmitted through New Brunswick to the United States.

### 5. RECOMMENDATIONS

These observations regarding Canada's existing energy policy emphasize the need for coordination, careful analysis, recognition of political factors, and a long term view in setting new policy. It is our view that Canada needs a national energy policy which addresses both supply and demand aspects but retains flexibility to respond to external factors. Any new energy policy in Canada should be designed to correct past inconsistencies and, if necessary, legislation governing the National Energy Board should be amended. The guiding principle in the new policy should be equitable and rational development and use of our resources, regardless of energy type or location.

The revised energy policy would need to address the following issues:

1. Security of energy supply (not just oil).
2. Canadian control of resource development.
3. The least cost supply of energy to Canadian consumers.

de dollars pour l'énergie des chutes Churchill et retirera 2,8 milliards de dollars en exportant cette énergie aux États-Unis.

En plus d'illustrer le manque d'uniformité en matière de réglementation des exportations d'énergie, ceci illustre également le fait que ces décisions comportent une incidence politique. Dans chacun des cas notés, l'opinion de la province dominante a prévalu. L'Alberta et le Québec ont gagné, alors que la Saskatchewan et Terre-Neuve ont perdu. La décision concernant les exportations de gaz peut influencer les exportations éventuelles de gaz de la Nouvelle-Écosse, si ce gaz peut atteindre les marchés desservis par l'Alberta.

#### 4.2 *Transport de l'énergie: pipe-lines vs lignes de transport*

Le gazoduc et la ligne de transport d'électricité ont un élément en commun: tous deux servent à transporter de l'énergie entre la source de cette énergie et l'utilisateur. Dans le cas des exportations de gaz albertain destinées aux États-Unis, les pipe-lines traversent plusieurs provinces qui peuvent également tirer du gaz de ces mêmes pipe-lines. Même si le gaz est tout à fait mêlé dans le pipe-line, la propriété du gaz qui quitte le pays ne fait aucun doute: ce gaz appartient à l'Alberta (ou aux producteurs albertains) et les recettes additionnelles générées par l'exportation reviennent à l'Alberta.

Ce même principe devrait être appliqué à l'électricité dans le but de faciliter le transfert de l'énergie excédentaire des provinces bien dotées en ressources via les réseaux de transport des provinces voisines et ainsi assurer l'accès aux lucratifs marchés d'exportation. Les exemples les plus manifestes seraient ceux fournis par le harnachement des chutes du Bas Churchill, et le transport de l'électricité par le Québec jusqu'aux États-Unis, et la mise en valeur de l'énergie marémotrice de la Nouvelle-Écosse, acheminée via le Nouveau-Brunswick, jusqu'aux États-Unis.

### 5. RECOMMENDATIONS

Ces observations sur la politique énergétique existante du Canada mettent en relief la nécessité d'une coordination, d'une analyse attentive, de la reconnaissance des facteurs politiques, et d'une perspective à long terme pour établir la nouvelle politique. Nous croyons que le Canada a besoin d'une politique énergétique nationale qui s'intéresse et à l'approvisionnement et à la demande mais qui conserve une souplesse suffisante pour réagir aux facteurs extérieurs. Toute nouvelle politique énergétique canadienne devrait être conçue de façon à corriger les conséquences passées et, au besoin, la législation régissant l'Office national de l'énergie devrait être modifiée. Le principe directeur de la nouvelle politique devrait être la mise en valeur et l'utilisation de nos ressources, sur une base équitable et ordonnée, peu importe le type d'énergie ou son emplacement.

La politique énergétique révisée devrait s'attacher aux questions suivantes:

1. La sécurité de l'approvisionnement énergétique (et non pas uniquement de l'approvisionnement pétrolier).
2. La maîtrise canadienne de la mise en valeur des ressources.
3. L'approvisionnement énergétique le moins coûteux pour les consommateurs canadiens.

- 
- |  |   |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>4. Equitable treatment of energy resources, taking account of their renewable or non-renewable characteristics.</li><li>5. Exports of energy resources which are surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements.</li><li>6. Equal access to markets for the provinces and territories.</li><li>7. Efficient use of all energy supplies.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>4. Le traitement équitable des ressources énergétiques, en tenant compte de leurs caractéristiques renouvelables ou non renouvelables.</li><li>5. L'exportation des ressources énergétiques excédentaires aux besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens.</li><li>6. L'égalité d'accès aux marchés pour les provinces et les territoires.</li><li>7. L'utilisation efficace de tous les approvisionnements énergétiques.</li></ul> |
|--|---|



## APPENDIX "ENR-16M"

## EXECUTIVE SUMMARY

Submitted by: The City of Whitehorse  
2121—Second Avenue  
Whitehorse, Yukon  
Telephone: (403) 667-6401

Attention: D. W. Branigan, Mayor

*The National Energy Program*

- This submission looks at the background and historical events leading up to the development of the National Energy Program.
- It looks at the aims and objectives of the National Energy Program.
- It looks at the industry's reaction and the pros and cons for the reaction.
- The document attempts to address the cost to Canadians, to date, for implementing the program and in attempting to meet the aims and objectives of the program.
- The document also attempts to put into perspective, from the average Canadian point of view, how successful we feel the government has been in securing Canada's petroleum supply from domestic sources.
- We have attempted to put into perspective the impact of the fiscal regulatory regime in place under N.E.P., and in particular, in the North.
- We have also attempted to try to identify how the program can be modified to accommodate the changed energy circumstances of the past.

## BACKGROUND

No single action, with the exception of the development of the H-bomb, has impacted on the world populous with such force as the events in the past decade relating to the availability and price of oil. The word 'energy' became synonymous with oil and a household word.

Over the two decades preceding 1980, the world tripled its consumption of oil. The relative use of oil doubled from one-fifth to two-fifths of primary energy demand. This growth, coupled with a decline in the capacity of the U.S. to supply its own oil needs, placed a heavy burden on world oil markets.

By the mid 70's the large multi-national oil companies had lost their dominance over world production, and a new force, OPEC, emerged. OPEC was a cartel formed by the Organization of Petroleum Exporting Countries to obtain higher returns for its oil through supply management and decree. This cartel, as it became commonly known, succeeded. Oil prices that were \$3.00 a barrel in 1960—1970, were \$38.00 a barrel or more by late 1978. In addition, traditional marketing and supply roles of the major oil companies were reduced by state-to-state deals between OPEC members and consuming countries. Some of these OPEC members used their control of the oil as a broad political and economic weapon. Economic conditions in highly

## ANNEXE «ERN-16M»

## RÉSUMÉ ADMINISTRATIF

Présenté par: La Ville de Whitehorse  
2121, Deuxième Avenue  
Whitehorse (Yukon)  
N° de téléphone: (403) 667-6401

Compétence de: M. D. W. Branigan, maire

*Le Programme énergétique national*

- Ce mémoire identifie les événements qui ont amené l'élaboration du Programme énergétique national.
- Il revoit les buts et les objectifs du Programme énergétique national.
- Il décrit la réaction de l'industrie ainsi que les bons et les mauvais côtés.
- On essaie d'y préciser le coût, pour les Canadiens, à ce jour, de la mise en œuvre du programme et des initiatives visant la réalisation des buts et des objectifs du programme.
- On tente également de préciser, en perspective, dans l'optique du Canadien moyen, jusqu'à quel point le gouvernement a réussi, selon nous, à tirer l'approvisionnement pétrolier du Canada des réserves canadiennes.
- Nous tentons de mettre en perspective l'incidence du régime fiscal réglementaire adopté dans le cadre du PÉN, tout particulièrement dans le Nord.
- Nous tentons également de préciser les modifications à apporter au programme pour tenir compte de l'évolution du contexte énergétique.

## GÉNÉRALITÉS

Aucune initiative isolée, sauf l'invention de la bombe H, n'a eu autant d'impact sur la population du globe que les événements des dix dernières années reliés à la disponibilité et au prix du pétrole. Le mot «énergie» est devenu synonyme de pétrole et il a couru sur toutes les lèvres.

Durant les deux décennies qui ont précédé 1980, le monde a triplé sa consommation de pétrole. L'utilisation relative de pétrole a doublé pour passer du cinquième aux deux cinquièmes de la demande d'énergie primaire. Cette croissance, alliée à un déclin de la capacité des États-Unis à subvenir à ses propres besoins pétroliers, a imposé un lourd fardeau aux marchés pétroliers mondiaux.

Vers le milieu des années 1970, les grandes sociétés pétrolières multinationales avaient perdu la domination qu'elles exerçaient sur la production mondiale, et une nouvelle force, l'OPEP émergeait. L'OPEP, un cartel formé par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, se propose de tirer plus de recettes de son pétrole par la gestion de l'approvisionnement et l'adoption de décrets. Ce cartel, maintenant connu de tous, a réussi. Le prix du pétrole, de 3,00 \$ le baril entre 1960 et 1970, avait atteint 38,00 \$ le baril ou plus vers la fin de 1978. De plus, les rôles traditionnels de commercialisation et d'approvisionnement des grandes sociétés pétrolières ont été réduits par les marchés d'État à État, conclus par les membres de l'OPEP

developed countries over the past several years clearly indicate the impact this weapon has had. The world is experiencing a major economic crisis brought on by the decision in the past of a small group of producing countries to raise the price of oil.

According to the International Energy Agency, "the outlook for the next decade is not encouraging. In fact, the world economy faces a decade of traumatic adjustment and transformation, supply uncertainties and unpredictable world oil prices". Any country able to disassociate itself from the world oil market of the 80's should do so.

The economy of this country has been shocked to the point where we see scenes and events reminiscent of the depression of the 30's evident everywhere. In some cases, our growth momentum of pre-1975, has either been halted or reversed.

#### CANADA'S POSITION

Canada's position in the energy world is unusual. Unlike most of its industrial partners, Canada is a net exporter of energy. This fact does not insulate Canada from the current or new energy concerns affecting the rest of the world, because we have the same weakness—albeit on a smaller scale—dependence on imported oil.

et les pays consommateurs. Certains membres de l'OPEP ont même utilisé leur maîtrise du pétrole comme une arme politique et économique générale. Les conditions économiques enregistrées dans les pays très industrialisés ces dernières années révèlent clairement l'impact de cette arme. Le monde connaît une crise économique majeure provoquée par la décision d'un petit groupe de pays producteurs de hausser le prix du pétrole.

Selon l'Agence internationale de l'énergie, la «perspective pour la prochaine décennie est loin d'être encourageante. En fait, l'économie mondiale doit faire face à une décennie de transformation et d'ajustement traumatisants, d'incertitudes au niveau de l'approvisionnement et de prix imprévisibles sur le marché pétrolier mondial». Tout pays pouvant se dissocier du marché pétrolier mondial des années 1980 devrait le faire.

L'économie de ce pays a été perturbée au point où nous assistons un peu partout à des scènes et à des événements qui rappellent la crise des années trente. Dans certains cas, notre essor pré-1975 a été freiné ou infléchi.

#### LA POSITION DU CANADA

La position du Canada dans le monde de l'énergie est particulière. A l'encontre de la plupart de ses partenaires industriels, le Canada est un exportateur net d'énergie. Cette réalité n'isole pas le Canada des préoccupations énergétiques courantes et nouvelles qui affligent le reste du monde, puisque nous avons la même faiblesse, quoiqu'à un niveau moindre: la dépendance envers le pétrole importé.

## Canadian Trade Balances in Energy Commodities

| Year          | Petroleum* | Natural Gas | Coal & Coke | Electricity | Uranium   |                                | Total<br>Net Exports |
|---------------|------------|-------------|-------------|-------------|-----------|--------------------------------|----------------------|
|               |            |             |             |             | Ores etc. | Elements &<br>Isotopes, etc. † |                      |
| (\$ millions) |            |             |             |             |           |                                |                      |
| 1966          | -105       | 91          | -144        | 6           | 36        | 2                              | -115                 |
| 1970          | 129        | 201         | -135        | 22          | 26        | -60                            | 183                  |
| 1971          | 172        | 244         | -83         | 37          | 18        | -5                             | 383                  |
| 1972          | 344        | 299         | -90         | 59          | 40        | 15                             | 667                  |
| 1973          | 647        | 343         | -9          | 103         | 64        | 5                              | 1,153                |
| 1974          | 1,045      | 488         | -84         | 170         | 51        | 33                             | 1,702                |
| 1975          | 171        | 1,084       | -160        | 91          | 51        | 70                             | 1,307                |
| 1976          | -624       | 1,607       | -13         | 153         | 67        | 174                            | 1,364                |
| 1977          | -1,065     | 2,028       | -66         | 362         | 75        | 133                            | 1,467                |
| 1978          | -1,199     | 2,190       | -8          | 477         | 207       | 439                            | 2,106                |
| 1979          | -557       | 2,889       | -184        | 728         | 379       | 590                            | 3,844                |

Source: Statistics Canada. *Exports—Merchandise Trade*, Annual, Cat. 65-202, and *Imports—Merchandise Trade*, Annual Cat. 65-203.

\*Includes liquefied petroleum gases (net export of \$525 million in 1979). Also includes several non-energy petroleum products. In 1979 imports of these products amounted to \$153 million while exports totalled \$21 million, for a net import of \$132 million.

†This category includes items with both energy and non-energy uses. Unfortunately, no more detailed breakout is available that would permit a more precise estimate of trade in purely "energy" commodities produced by the nuclear industry.

## Balances commerciales canadiennes sur le marché des produits énergétiques

| Année         | Pétrole* | Gaz naturel | Charbon & coke | Électricité | Uranium       |                             | Total des exportations nettes |
|---------------|----------|-------------|----------------|-------------|---------------|-----------------------------|-------------------------------|
|               |          |             |                |             | Minerais etc. | Éléments et isotopes etc. † |                               |
| (\$ millions) |          |             |                |             |               |                             |                               |
| 1966          | -105     | 91          | -144           | 6           | 36            | 2                           | -115                          |
| 1970          | 129      | 201         | -135           | 22          | 26            | -60                         | 183                           |
| 1971          | 172      | 244         | -83            | 37          | 18            | -5                          | 383                           |
| 1972          | 344      | 299         | -90            | 59          | 40            | 15                          | 667                           |
| 1973          | 647      | 343         | -9             | 103         | 64            | 5                           | 1,153                         |
| 1974          | 1,045    | 488         | -84            | 170         | 51            | 33                          | 1,702                         |
| 1975          | 171      | 1,084       | -160           | 91          | 51            | 70                          | 1,307                         |
| 1976          | -624     | 1,607       | -13            | 153         | 67            | 174                         | 1,364                         |
| 1977          | -1,065   | 2,028       | -66            | 362         | 75            | 133                         | 1,467                         |
| 1978          | -1,199   | 2,190       | -8             | 477         | 207           | 439                         | 2,106                         |
| 1979          | -557     | 2,889       | -184           | 728         | 379           | 590                         | 3,844                         |

Source: Statistique Canada, *Exportations—Commerce des marchandises*, Catalogue annuel 65-202, et *Importations—Commerce des marchandises*, Catalogue annuel 65-203.

\*Comprend les gaz de pétrole liquéfiés (exportation nette de 525 millions \$ en 1979). Comprend également plusieurs produits pétroliers non-énergétiques. En 1979, les importations de ces produits se sont chiffrées à 153 millions \$ alors que les exportations ont totalisé 21 millions \$, soit des importations nettes d'une valeur de 132 millions \$.

†Cette catégorie comprend des produits comportant des utilisations énergétiques et non-énergétiques. Malheureusement, aucune répartition plus détaillée n'est disponible, pour permettre une estimation plus précise du commerce des produits purement «énergétiques», générés par l'industrie nucléaire.



Canada has the technical ability to become self-sufficient in energy, principally by using more of the fuels we now export, in the domestic market.

Because of the excessive increases in oil prices, and the potential costs of reliance on insecure supplies of imported oil, a powerful economic and political rationale exists to reduce oil's share of our energy market.

While energy security is within our grasp, this by no means solves the economic problems caused by the world energy situation. Indeed, the economic problem could be worsened by a single-minded effort to solve only the oil supply-demand balance problem, especially if we are to rely on higher prices to solve it. The economic problem spilled over into basic and difficult issues such as the nature of the Canadian Federation.

As a trading nation, and an energy exporter, Canada gains from increases in world prices, and with the continuing rise, the value of this export increases, exceeding our cost of imported oil.

However, on the industrial side of the coin, Canada is hit harder than some of its trading partners, because foreign trade makes up such a large portion of our national income. In addition, the impact on Canada's economy is not borne equally by all parts of Canada; the petroleum producing areas benefit from OPEC increases, while the rest of Canada is penalized.

#### How Higher Energy Prices Affect Incomes and Economic Growth

Rising world oil and energy prices have two immediate macro-economic effects in the industrialized energy-importing countries. First, inflation is exacerbated through both direct and indirect price shocks. Second, having to spend more on energy, consumers have less income to spend on other goods and services. This lowers aggregate demand in the economy and results in lower economic growth and increased unemployment. Higher energy prices also have long-term impacts. Unless offset by accelerated technological change or increased investment, an oil price increase will also lower the long-run growth potential of the economy.

Following the 1973-74 OPEC oil price increases, the rate of *economic growth and employment* in industrialized countries fell dramatically. The 1979-80 round of OPEC increases has produced a similar effect. Inflation has increased in all of the major industrial energy-importing countries and all are experiencing a significant economic slowdown. The long-term effect of such price shocks depends upon the social and economic structure of the country involved. Through sustained export drives, significant employment reductions, and strong income policies, West Germany and Japan have been able to

Le Canada possède les moyens techniques de devenir autonome dans le domaine de l'énergie, surtout en utilisant davantage sur le marché intérieur les combustibles que nous exportons actuellement.

En raison des hausses excessives du prix du pétrole et des coûts possibles d'une dépendance envers des approvisionnements pétroliers importés peu sûrs, une implacable logique d'ordre économique et politique milite en faveur de la réduction du rôle du pétrole sur notre marché énergétique.

Même si la sécurité énergétique est à notre portée, ceci ne résout pas les problèmes économiques causés par la situation énergétique mondiale. Bien entendu, le problème économique pourrait être aggravé par un effort obsessif visant uniquement à résoudre le problème de l'équilibre entre l'offre et la demande, surtout s'il faut recourir à une hausse des prix pour le résoudre. Le problème économique a débordé sur des questions aussi fondamentales et difficiles que celles du caractère de la Fédération canadienne.

A titre de pays commerçant et d'exportateur d'énergie, le Canada profite du relèvement des prix mondiaux et, avec le maintien de cette hausse, la valeur de ses exportations s'accroît, dépassant ainsi les déboursés pour le pétrole importé.

Toutefois, sur le plan industriel, le Canada est touché plus durement que certains de ses partenaires commerciaux, parce que les échanges étrangers constituent une forte proportion de notre revenu national. En outre, les répercussions sur l'économie du Canada ne se font pas sentir également dans toutes les régions du Canada; les régions productrices de pétrole profitent des hausses décrétées par l'OPEP, alors que le reste du Canada en souffre.

La façon dont la hausse du prix de l'énergie affecte les revenus et la croissance économiques

La hausse des prix sur le marché mondial du pétrole et de l'énergie a deux effets macro-économiques immédiats dans les pays industrialisés importateurs d'énergie. Tout d'abord, l'inflation est exacerbée par l'onde de choc des prix directs et indirects. Deuxièmement, comme les consommateurs doivent consacrer plus d'argent à l'énergie, ils en ont moins à consacrer à l'acquisition d'autres biens et services, ce qui réduit la demande cumulative dans l'économie et se traduit par une croissance économique plus faible et un chômage accru. La hausse des prix de l'énergie a également des répercussions à long terme. A moins d'être compensée par des changements technologiques accélérés ou par des investissements accrus, la hausse du prix du pétrole réduira également le potentiel de croissance à long terme de l'économie.

A la suite des hausses de prix du pétrole décrétées par l'OPEP en 1973-1974, le taux de la croissance économique et de l'emploi dans les pays industrialisés a chuté de façon drastique. La ronde d'augmentations décrétées par l'OPEP en 1979-1980 a eu des effets semblables. L'inflation a augmenté dans tous les grands pays industrialisés importateurs d'énergie et tous enregistrent un ralentissement économique important. L'effet à long terme de ces chocs de prix dépend de la structure sociale et économique du pays en cause. Grâce à des campagnes d'exportation soutenues, à des réductions d'emploi impor-

restore price stability relatively quickly. They have not, however, successfully offset the impact on economic growth. Most other nations have been much less successful. For them, oil price shocks have tended to result in a continuous ratcheting up of their inflation rate.

While arguments flow back and forth on the pros and cons for pegging Canadian oil prices equal to, or just below world prices, the revenue recovered from the energy producing provinces does not meet the loss suffered by the industrial provinces, particularly the manufacturing sector which has seen its rate of return cut in half since 1978.

If lost revenues are not made up and our ability to compete on the world export market maintained, the whole of our economic structure suffers, and in particular, transfer payments, health and welfare and other essential services. Energy, therefore, has a significant impact on almost every facet of our society; and any effects on it have had far reaching effects on the others.

Regardless of this, the producing provinces are entitled to substantial revenues by virtue of their ownership of resources. At the same time there must be recognition of a national claim—a claim by all Canadians—to a share in their revenues and benefits.

#### THE PROGRAM—NEP

The federal government believed the system in place regarding revenue sharing was unfair and inappropriate. It believed that more appropriate arrangements had to be made, so that the federal government, which is accountable to all Canadians, gained access to the funds it needed to support its responsibility to national needs.

A major objective of the national policy to 1980 had been to foster a strong petroleum industry, through pricing and tax incentives more generous than those outside the resource sector. Until recently, the dominant motive for the Government of Canada policy was not in the securing of Canadian oil supply, because until the mid 70's overseas oil was cheaper than the domestic and also considered secure, but was the promotion of the domestic oil industry. These policies tended to encourage economic growth in Western Canada, even though it meant imposing higher direct costs on other parts of the country. However little the Government of Canada received in the form of income tax revenue from the petroleum industry, the policy succeeded. Statistics show that the petroleum industry enjoyed an unprecedented prosperity and growth. No other industrial sector in Canada could match its vitality and outlook. Net oil and gas revenues in Canada rose from 1.2 billion in 1970 to 11.1 billion in 1979.

tantes et à des politiques fermes en matière de revenu, l'Allemagne de l'Ouest et le Japon ont pu restaurer la stabilité des prix assez rapidement. Ils n'ont toutefois pas réussi à neutraliser les répercussions sur la croissance économique. La plupart des autres pays ont moins bien réussi. Pour eux, les chocs provoqués par les hausses du prix du pétrole ont eu tendance à se traduire par un accroissement soutenu de leur taux d'inflation.

Pendant qu'on discute des avantages et des désavantages de l'alignement des prix canadiens du pétrole sur les prix mondiaux, ou à un niveau légèrement inférieur, les recettes tirées des provinces productrices d'énergie ne correspondent pas aux pertes enregistrées par les provinces industrielles, tout particulièrement dans le secteur manufacturier dont les bénéfices ont baissé de moitié depuis 1978.

Si les recettes perdues ne sont pas remplacées et si on ne peut maintenir notre position concurrentielle sur le marché mondial des exportations, toute notre structure économique en souffrira, notamment au niveau des paiements de transfert, des services de santé et de bien-être et autres services essentiels. L'énergie a donc une incidence significative sur presque chaque facette de notre société et toutes ces incidences ont des répercussions importantes sur d'autres aspects (synergie).

Néanmoins, les provinces productrices ont droit à des recettes substantielles puisqu'elles possèdent les ressources. Par ailleurs, il faut reconnaître une revendication nationale—une revendication faite par tous les Canadiens—concernant le partage des recettes et des avantages générés par la mise en valeur de ces ressources.

#### LE PROGRAMME—PÉN

Le gouvernement fédéral estimait inéquitable et inapproprié le régime de partage des recettes et a jugé que des mesures plus appropriées devaient être prises pour permettre au gouvernement fédéral, qui répond à tous les Canadiens, d'avoir accès aux fonds dont il avait besoin pour être à la hauteur de ses responsabilités et satisfaire les besoins nationaux.

Jusqu'en 1980, la politique nationale consistait notamment à encourager le développement d'une industrie pétrolière forte, grâce à des encouragements en matière de prix et de taxe, plus généreux que ceux offerts à l'extérieur du secteur des ressources. Jusqu'à une date récente, l'objectif dominant de la politique du Gouvernement du Canada n'était pas d'assurer l'approvisionnement pétrolier canadien, puisque, jusqu'au milieu des années 1970, le pétrole importé d'outre-mer était moins coûteux que le pétrole canadien et l'approvisionnement était considéré sûr; cette politique s'attachait plutôt à promouvoir l'industrie pétrolière canadienne. Ces initiatives ont eu tendance à encourager l'essor économique de l'Ouest du Canada, même si cela a entraîné l'imposition de coûts directs plus élevés à d'autres parties du pays. Cette politique a réussi, même si le Gouvernement du Canada a touché très peu d'impôt sur le revenu de l'industrie pétrolière. Les données statistiques confirment que l'industrie pétrolière a enregistré une prospérité et un essor sans précédent. Aucun autre secteur industriel au Canada n'a manifesté autant de dynamisme et offert des perspectives aussi intéressantes. Les revenus nets tirés du pétrole et du gaz canadiens sont passés de 1,2 milliard de dollars en 1970, à 11,1 milliards de dollars en 1979.



Since volume production has only increased by 30% since 1970, it is clear that price increases attributed to the health of the industry. The bulk of these industry producers are foreign-owned and had their reserves established prior to the OPEC cartel. What we see happening is, the federal government, through its tax breaks and incentives, financing projects with taxpayer dollars. Thus there is a massive transfer of wealth from consumers to producers which has been happening for some time and will continue into the future. Since the majority of the producers are foreign-owned, this massive transfer of wealth has been away from Canadians. In fact, price and tax breaks have provided the industry with the cash flow necessary to finance its expenditures. This means that the oil consumer and the Canadian taxpayer have financed virtually all of the substantial expansion of this industry.

#### Financial Situation of the Petroleum Industry

Under the provisions of the *Petroleum Corporations Monitoring Act*, the Department of Energy, Mines and Resources obtains detailed information about the petroleum industry's sources and uses of funds. Some highlights of the report by the Department on the monitoring survey for 1979 are as follows:

- Internal *cash flow* in the industry rose in 1979 to more than \$7 billion, a gain over 1978 of 43.6%.
- *Total funds available* to the industry in 1979 rose to almost \$12 billion.
- *After-tax profits* in the industry reached \$4.7 billion, an increase of 53.8% from the 1978 level.
- Total *capital expenditures* by the petroleum industry in Canada increased last year by 23.3% to \$5.8 billion, but petroleum-related expenditures as a share of total funds available dropped to 45.1% from 55.6% in 1978.
- Diversification of petroleum companies into *other energy* activities slowed in 1979, with total investments in coal and uranium declining to \$66 million from \$115 million a year earlier.
- Additional funds earmarked for working capital purposes were, on the whole, in line with increased requirements of doing business in 1979 with the exception of integrated companies which more than tripled their "cash" balances by accumulating some \$661 million over and above their increased inventory requirements.

Comme la production en termes de volume n'a augmenté que de 30 p. 100 depuis 1970, il est clair que les hausses de prix ont contribué au dynamisme de l'industrie. Le gros de ces producteurs industriels appartient à des intérêts étrangers et leurs réserves étaient établies avant le cartel de l'OPEP. Nous voyons actuellement le gouvernement fédéral financer des projets, grâce à des concessions et à ses encouragements fiscaux, c'est-à-dire à même les fonds des contribuables. On assiste donc depuis un bon bout de temps à un transfert massif de richesse des consommateurs aux producteurs, et celui-ci se poursuivra. Comme la plupart des producteurs appartiennent à des intérêts étrangers, ce transfert massif de richesse s'est fait aux dépens des Canadiens. En fait, les concessions au niveau des prix et des impôts ont fourni à l'industrie les fonds nécessaires au financement de ses dépenses. Ceci veut dire que les consommateurs de pétrole et les contribuables canadiens ont financé virtuellement presque tout le développement de cette industrie.

#### Situation financière de l'industrie pétrolière

Aux termes de la Loi sur la surveillance des sociétés pétrolières le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources obtient des renseignements détaillés sur l'origine et l'utilisation des fonds de l'industrie pétrolière. Voici certains faits saillants du rapport publié par le ministère, concernant ce travail de surveillance, pour 1979:

- Les fonds autogénérés de l'industrie sont passés en 1979 à plus de 7 milliards de dollars, soit un gain de 43,6 p. 100 par rapport à 1978.
- Le total des fonds dont disposait l'industrie en 1979 atteint presque 12 milliards de dollars.
- Les bénéfices après impôt de l'industrie ont atteint 4,7 milliards de dollars, soit une hausse de 53,8 p. 100 par rapport à 1978.
- Le total des dépenses d'immobilisation faites au Canada par l'industrie pétrolière a augmenté de 23,3 p. 100 l'an dernier, pour atteindre 5,8 milliards de dollars, mais le total des dépenses reliées au pétrole, exprimées en pourcentage du total des crédits disponibles, est passé de 55,6 p. 100 en 1978, à 45,1 p. 100.
- La diversification des sociétés pétrolières dans d'autres activités énergétiques a ralenti en 1979 et le total des investissements dans les domaines du charbon et de l'uranium est passé de 115 millions de dollars, l'année précédente, à 66 millions de dollars.
- Les fonds additionnels destinés au fonds de roulement ont, dans l'ensemble, été déterminés en fonction des besoins accrus du commerce en 1979, à l'exception des sociétés intégrées qui ont plus que triplé leurs soldes de «liquidités», en accumulant quelque 661 millions de dollars, au-delà de leurs besoins accrus.



## Petroleum Industry: Sources and Applications of Funds

|                                | 1977          | 1978  | 1979   | Total  |
|--------------------------------|---------------|-------|--------|--------|
|                                | (\$ millions) |       |        |        |
| Sources                        |               |       |        |        |
| Total internal cash generation | 4,259         | 4,969 | 7,129  | 16,357 |
| Long-term debt (net increase)  | 883           | 1,227 | 1,726  | 3,836  |
| Increase in equity             | 449           | 593   | 839    | 1,881  |
| Other sources                  | 287           | 704   | 1,111  | 2,102  |
| Working capital decrease       | 383           | 548   | 1,139  | 2,070  |
| Total                          | 6,261         | 8,041 | 11,944 | 26,246 |
| Applications                   |               |       |        |        |
| Total capital expenditures‡    | 4,388         | 5,394 | 6,410  | 16,192 |
| Dividends                      | 452           | 510   | 737    | 1,699  |
| Long-term debt (net decrease)  | 418           | 270   | 284    | 972    |
| Decrease in equity             | 117           | 246   | 209    | 572    |
| Other applications*            | 398           | 869   | 2,537  | 3,804  |
| Working capital increase†      | 488           | 752   | 1,767  | 3,007  |
| Total                          | 6,261         | 8,041 | 11,944 | 26,246 |

‡Includes expenditures outside Canada.

\*Primarily includes investments in other companies and industrial take overs.

†Essentially a balancing item.

## Industrie pétrolière: Sources et utilisations des fonds

|  | 1977                     | 1978  | 1979   | Total  |
|--|--------------------------|-------|--------|--------|
|  | (en millions de dollars) |       |        |        |
| Sources                                |                          |       |        |        |
| Total des fonds autogénérés            | 4,259                    | 4,969 | 7,129  | 16,357 |
| Dette à long terme (accroissement net) | 883                      | 1,227 | 1,726  | 3,836  |
| Accroissement de l'avoir               | 449                      | 593   | 839    | 1,881  |
| Autres sources                         | 287                      | 704   | 1,111  | 2,102  |
| Réduction du fonds de roulement        | 383                      | 548   | 1,139  | 2,070  |
| Total                                  | 6,261                    | 8,041 | 11,944 | 26,246 |
| Utilisations                           |                          |       |        |        |
| Total des dépenses d'immobilisation‡   | 4,388                    | 5,394 | 6,410  | 16,192 |
| Dividendes                             | 452                      | 510   | 737    | 1,699  |
| Dette à long terme (réduction nette)   | 418                      | 270   | 284    | 972    |
| Réduction de l'avoir                   | 117                      | 246   | 209    | 572    |
| Autres utilisations*                   | 398                      | 869   | 2,537  | 3,804  |
| Accroissement du fonds de roulement†   | 488                      | 752   | 1,767  | 3,007  |
| Total                                  | 6,261                    | 8,041 | 11,944 | 26,246 |

‡Comprend les dépenses faites à l'extérieur du Canada.

\*Comprend surtout les investissements dans d'autres sociétés et les mainmises industrielles.

†Essentiellement un poste de bilan.

The federal government, recognizing and seeing all the effects of this loss of revenue to Canada, were forced into making some hard and fast decisions. These decisions stem from a fear that the revenues and the benefits derived from these revenues would be another area where Canada would lose out again. The loss could become permanent as each year brought a further windfall gain to foreign-owned firms. The value of these firms, and therefore the cost to Canadians of securing control over them, has increased 3 to 4 fold. A further delay will put the value of companies so high as to make the cost prohibitive, leaving Canada with no choice but to accept a permanent domination by these firms.

From a Canadian ownership perspective, the policy of providing the industry with basically all of the funds it needed in the form of internally generated cash flow, is undesirable. It allows a largely foreign-owned industry to expand substantially without having to seek funds from Canadian capital markets. Thus, there was little financial pressure on the industry as a whole to involve new Canadian participation. Also, as the industry revenues increased, they could expand into other areas of the economy. (Note: the intervention into free enterprise proponents had a field day on this.)

Looking at the impact of maintaining a buoyant cash flow the system of tax incentives inadvertently fostered concentration in the industry, and with it, foreign control. While serving as an incentive for investment, they have not been available on the same basis, or to the same extent to all investors. For example, the Income Tax Act for many years allowed only firms whose "principal business" was resources to claim favourable write-off rates for petroleum exploration expenditures. Except in special situations, the Act permitted only investors with resource income to claim depletion allowances for such expenditures. The net result was to favour those who were already in the industry. Since these were predominantly foreign companies, the result unintentionally worked against Canadian ownership objectives.

Until the late 70's, of the top 25 petroleum companies in Canada, 17 were more than 50% foreign-owned and foreign-controlled, and these 17 accounted for 72% of all oil and gas sales. This degree of foreign participation would not be tolerated and is not tolerated by most other oil-producing nations.

#### What Other Non-OPEC Countries Do to Control Foreign Ownership in the Energy Sector

The control of foreign investment in the energy industry is widely recognized in other countries as an integral part of

Le gouvernement fédéral, après avoir constaté et reconnu toutes les répercussions de cette perte de recettes pour le Canada, s'est vu obligé de prendre certaines décisions difficiles, rapidement. Ces décisions ont été suscitées par la crainte que les recettes et les avantages découlant de ces recettes ne s'avèrent un autre domaine où le Canada enregistrerait une autre perte. La perte pourrait devenir permanente puisque chaque année apportait un gain inattendu supplémentaire aux sociétés appartenant à des intérêts étrangers. La valeur de ces entreprises, et par conséquent le coût de la mainmise par les Canadiens avait triplé et quadruplé. Tout délai allait porter la valeur de ces sociétés à un niveau tellement élevé que le coût d'acquisition en deviendrait prohibitif, ne laissant au Canada aucun choix sinon celui d'accepter la domination permanente de ces sociétés.

Dans une perspective de propriété canadienne, la politique consistant à assurer à l'industrie fondamentalement tous les fonds dont elle avait besoin à même les fonds autogénérés, n'est pas souhaitable, puisqu'elle permet à une industrie qui appartient en grande partie à des intérêts étrangers de prendre un essor important sans avoir à rechercher des fonds sur les marchés canadiens de capitaux. Ainsi, l'industrie, dans son ensemble, a subi très peu de pressions financières pour encourager une nouvelle participation canadienne. De la même façon, au fur et à mesure que les recettes de l'industrie ont augmenté, celle-ci a pu s'étendre dans d'autres secteurs de l'économie. (Remarque: L'intervention de cette industrie chez les tenants de la libre entreprise a suscité beaucoup d'émoi.)

Lorsqu'on envisage les répercussions du maintien d'importants fonds autogénérés, on constate que le régime des encouragements fiscaux a par inadvertance favorisé la concentration de l'industrie et, en même temps, la mainmise étrangère. Tout en servant de stimulant à l'investissement, ces encouragements n'ont pas été disponibles, sur la même base, ou dans la même mesure, à tous les investisseurs. Ainsi, par exemple, durant plusieurs années, la Loi de l'impôt sur le revenu a permis uniquement aux sociétés dont «l'entreprise principale» était la mise en valeur des ressources de profiter de taux de radiation favorables pour les dépenses de prospection pétrolière. Sauf dans des cas spéciaux, la Loi permettait uniquement aux investisseurs retirant des revenus des ressources de réclamer des provisions pour épuisement, en rapport avec ces dépenses, ce qui a eu pour résultat net de favoriser les entreprises qui œuvraient déjà dans ce secteur industriel. Comme celles-ci étaient en grande partie des sociétés étrangères, ceci a malencontreusement nui aux objectifs de la canadianisation.

Jusqu'à la fin des années 1970, dix-sept des vingt-cinq plus importantes sociétés pétrolières au Canada appartenaient pour plus de 50 p. 100 à des intérêts étrangers et étaient contrôlées par des étrangers et, ces dix-sept entreprises étaient responsables de 72 p. 100 de toutes les ventes de pétrole et de gaz. Ce degré de participation étrangère ne serait pas toléré et n'est pas toléré dans la plupart des autres pays producteurs de pétrole.

Ce que font les autres pays qui ne font pas partie de l'OPEP pour régir la propriété étrangère du secteur de l'énergie.

Le contrôle des investissements étrangers dans l'industrie énergétique est largement reconnu dans d'autres pays comme



national economic policy. Great Britain, Norway, Australia and Mexico are four non-OPEC oil producers which have implemented a variety of measures to limit foreign ownership of production and other aspects of industry activity.

In Great Britain and Norway, the national oil companies are assured the major role in development of energy production from the North Sea. The British National Oil Corporation (BNOC) has first claim on a 51% share of oil production, but must negotiate the purchase of this share at market prices. In developing these areas from exploration to production, it may offer participation to joint-venture partners, including foreign-owned firms, but retains control of all projects.

In Norway, the Statoil en Norske Stats Objeselskap A.S. (Statoil) competes aggressively with other firms in the exploration and development of offshore areas. It is authorized to take up to a 50% interest in any block of land it does not already hold. The company takes this interest after a find has been delineated but before development and makes no payment for past exploration expenditures. It also has the option to increase its interest to 70% at its own discretion. Indeed, Statoil acts as the operator in charge of activities on all properties in which it has an investment, often with a major private oil company acting as a paid adviser.

In Australia, foreign companies are allowed to participate fully at the exploration stage. However, only Australian and "naturalized" foreign investors can produce energy resources. To qualify as "naturalized", a foreign company must have a minimum of 25% of its equity owned by Australians, a majority of Australians on its Board of Directors and a public commitment to increase Australian equity to 51%. Access by foreign firms to the Australian debt markets is restricted, and takeovers cannot normally be financed with funds raised there.

Of these four countries, Mexico has the most rigorous system of controls having nationalized the foreign-owned petroleum industry in 1938. The exploration, development and production of petroleum, other hydrocarbons, and electricity is reserved entirely for the Government. Other activities, such as the distribution and marketing of petroleum products, are reserved entirely for Mexican-owned companies.

Owning a 50% share of these companies would not necessarily effectively control them. Outright purchase of same is a costly venture. Canadians must have a say in the companies exploiting these resources and this direct public sector participation remains too low today.

un élément intégral de la politique économique nationale. La Grande-Bretagne, la Norvège, l'Australie et le Mexique sont quatre pays producteurs de pétrole ne faisant pas partie de l'OPEP qui ont adopté une variété de mesures pour limiter la mainmise étrangère sur l'industrie de la production et les autres secteurs de cette industrie.

En Grande-Bretagne et en Norvège, les sociétés pétrolières nationales sont assurées de jouer un rôle majeur dans la mise en valeur des réserves énergétiques de la mer du Nord. La British National Oil Corporation (BNOC) a le premier droit sur 51 p. 100 de la production pétrolière, mais elle doit négocier l'achat de cette part aux prix marchands. Au niveau de la mise en valeur de ces régions, depuis l'exploration jusqu'à la production, la société peut offrir une participation à des partenaires d'entreprises mixtes, y compris des sociétés appartenant à des intérêts étrangers, mais elle conserve le contrôle de tous les projets.

En Norvège, la Statoil en Norske Stats Objeselskap A.S. (Statoil) livre une concurrence farouche aux autres sociétés engagées dans l'exploration et la mise en valeur des régions offshore. La société est autorisée à prendre un intérêt, jusqu'à concurrence de 50 p. 100, dans tout bloc de territoires qu'elle ne détient pas; elle prend cet intérêt une fois le gisement découvert délimité, mais avant la mise en valeur, et elle ne fait aucun paiement au titre des dépenses d'exploration antérieures. Elle a également l'option de porter cet intérêt à 70 p. 100, si elle le juge à-propos. Bien entendu, la Statoil joie le rôle de maître d'œuvre exploitant, pour toutes les activités entreprises sur les terrains où elle a fait un investissement, et souvent, une grande société pétrolière privée joue le rôle de conseiller rémunéré.

En Australie, les sociétés étrangères sont autorisées à participer pleinement à l'exploration. Toutefois, seuls les investisseurs australiens et les investisseurs étrangers «naturalisés» peuvent exploiter les ressources énergétiques. Pour être «naturalisée», au moins 25 p. 100 de l'avoir propre de la société étrangère doit être détenu par des Australiens; la société doit compter une majorité d'Australiens au Conseil d'administration et s'engager publiquement à porter la participation australienne à 51 p. 100. L'accès par les sociétés étrangères aux marchés australiens des emprunts est limité, et les mainmises ne peuvent habituellement pas être financées par des fonds obtenus au pays.

De ces quatre pays, c'est le Mexique qui possède le régime de contrôle le plus rigoureux, puisqu'il a nationalisé l'industrie pétrolière appartenant à des intérêts étrangers dès 1938. L'exploration, la mise en valeur et la production du pétrole, des autres hydrocarbures et de l'électricité est réservée en exclusivité à l'État. Les autres activités, comme la distribution et la commercialisation des produits pétroliers, sont réservées en exclusivité aux sociétés détenues par des intérêts mexicains.

La possession de 50 p. 100 de ces sociétés n'en assure pas nécessairement le contrôle réel sur celles-ci. L'acquisition de ces sociétés constitue une entreprise coûteuse. Les Canadiens doivent pouvoir dire leur mot dans les sociétés qui exploitent ces ressources et cette participation directe du secteur public demeure encore trop faible.



The significant fact today remains that the foreign companies control most of Canada's oil and gas industry, and of its revenues. Foreign-controlled firms control the future through their control of the land in which exploration takes place. The frontier land permits are largely held by foreign-controlled companies. Of the 290 million acres held under permit on frontier lands in 1982, 110 million acres are held by Canadian-controlled companies. Of the Canadian-held permits, Petro-Canada clearly accounts for the largest portion, about 60 percent. It is one of the few Canadian companies capable of handling the costs and risks of frontier exploration. Dome Petroleum Ltd., another Canadian-controlled company, holds a further 15 percent. Other Canadian companies hold only very small interests in these important new resource areas. Similarly, the existing oil sands plants are dominated by foreign-controlled firms. Canadian-controlled firms represent only 34 percent of the equity in Syncrude.

To date, Canada's energy resource wealth has moderated the problems that confront us as they do other industrial nations. However, from the preceding discussion, it is clear that there are grounds for concern about Canada's outlook. Despite our strengths, the nature of our energy use and trade leaves Canada unwisely and unnecessarily vulnerable to the vagaries of the world oil market. Because of this, we can see why an immediate start had to be made on measures to achieve sustained energy security.

The National Energy Program is the federal government's response to these energy challenges. It is an energy package that includes pricing regimes, fiscal measures, expenditure programs and direct federal action to achieve the goals of energy security, opportunity, and fairness. The specific elements of the National Energy Program are supposed to re-structure Canada's energy system to balance domestic oil supplies with domestic demand by 1990, achieve an equitable sharing of energy benefit and burdens among Canadians, lead to a high level of Canadian ownership and control of the energy sector, expand the role of the public sector in oil and gas, and ensure greater industrial benefits from energy development.

The National Energy Program was designed to respond to all of the challenges set out in the preceding section of this document. The first challenge was to improve the oil supply-demand balance; to achieve, as soon as possible, independence from the world oil market. The second challenge was to give Canadians a greater opportunity to participate in the energy industry, directly and through the spin-off benefits associated with a rapidly growing sector. The third challenge was to achieve an oil and gas revenue-sharing system that is compatible with the principle of fairness.

Un fait important demeure: les sociétés étrangères contrôlent la plus grande partie de l'industrie pétrolière et gazière du Canada, ainsi que ses recettes. Des sociétés appartenant à des intérêts étrangers possèdent la clé de l'avenir puisqu'elles contrôlent le territoire où se fait l'exploitation. Les permis visant les régions pionnières sont détenus en grande partie par des sociétés contrôlées par des intérêts étrangers. Des 290 millions d'acres visées par les permis, en territoire pionnier, en 1982, 110 millions d'acres étaient détenues par des sociétés contrôlées par des Canadiens. Dans le cas des permis détenus par des Canadiens, la société Petro-Canada en détient la majeure partie, soit environ 60 p. 100. C'est l'une des quelques sociétés canadiennes qui peuvent assumer les coûts et les risques de l'exploration pionnière. La société Dome Petroleum Ltd., une autre société contrôlée par des Canadiens, en détient une autre tranche de 15 p. 100. D'autres sociétés canadiennes possèdent certains intérêts limités dans ces régions nouvelles mais importantes. De la même façon, les installations existantes permettant de traiter les sables bitumineux sont dominées par des entreprises appartenant à des intérêts étrangers. Les entreprises contrôlées par des Canadiens ne représentent que 34 p. 100 de l'avoir de la Syncrude.

A ce jour, l'abondance des ressources énergétiques du Canada a atténué les problèmes auxquels nous devons faire face, tout comme les autres pays industrialisés. Toutefois, en s'appuyant sur ce qui précède, il est manifeste qu'il y a lieu de se préoccuper de l'avenir du Canada. Malgré nos avantages, le profil de notre consommation et de notre commerce énergétiques laisse le Canada inutilement vulnérable aux incertitudes du marché pétrolier mondial. Nous pouvons donc facilement comprendre pourquoi des mesures immédiates doivent être prises pour adopter des mesures qui permettront d'assurer le maintien de la sécurité énergétique.

Le Programme énergétique national constitue la réponse du gouvernement fédéral à ces défis énergétiques. Il s'agit d'un ensemble de mesures comprenant des régimes de détermination de prix, des mesures fiscales, des programmes de dépense et une initiative fédérale directe pour réaliser les objectifs de la sécurité énergétique, de la participation canadienne et de l'équité. Les éléments spécifiques du Programme énergétique national doivent restructurer le régime énergétique du Canada de façon à équilibrer les approvisionnements pétroliers canadiens avec la demande canadienne vers 1990, réaliser un partage équitable des bénéfices et des charges reliés à l'énergie entre les Canadiens, amener une participation et un contrôle canadiens plus grands sur le secteur de l'énergie, étendre le rôle du secteur public dans le domaine du pétrole et du gaz, et assurer des retombées industrielles plus importantes, grâce à la mise en valeur de l'énergie.

Le Programme énergétique national a été conçu pour relever tous les défis énumérés ci-avant. Le premier défi consistait à améliorer l'équilibre entre l'approvisionnement et la demande de pétrole, de façon à réaliser, le plus tôt possible, l'autosuffisance et ne plus dépendre du marché mondial du pétrole. Le deuxième défi consistait à donner aux Canadiens une meilleure occasion de participer à l'industrie de l'énergie, de façon directe et grâce aux retombées associées à un secteur en plein essor. Le troisième défi consistait à mettre en place un régime

This program was implemented shortly after its announcement on October 28, 1980. Since that time, significant advances have been made in achieving some of the goals set out in this program. The most prominent of these was the conclusion of a set of comprehensive, five-year agreements, between the Government of Canada and the provinces, on oil and gas prices and taxation.

These agreements provided a framework for an equitable distribution of Canada's oil and gas revenues. They recognize the role and rights of provincial governments with respect to their natural resources, while acknowledging the legitimate need of the Government of Canada to share these revenues, and its responsibilities in the area of interprovincial and international trade.

Another significant factor which indicates the effectiveness of the program has been the decline of energy consumption.

de partage des recettes pétrolières et gazières respectant le principe de l'équité.

Ce programme a été mis en œuvre peu de temps après qu'il fut annoncé le 28 octobre 1980. Depuis, des progrès significatifs ont été faits pour réaliser certains des buts précisés dans le programme. Le plus notoire a été la conclusion d'un groupe d'accords quinquennaux globaux entre le Gouvernement du Canada et les Provinces, relativement à la taxation et au prix du pétrole et du gaz.

Ces accords ont constitué le cadre devant assurer la répartition équitable des recettes pétrolières et gazières du Canada. Ils reconnaissent le rôle et les droits des gouvernements provinciaux reliés aux ressources naturelles, tout en reconnaissant le besoin légitime du Gouvernement du Canada de partager ces recettes, ainsi que ses responsabilités en matière de commerce interprovincial et international.

Un autre facteur significatif indiquant l'efficacité du Programme a été la réduction de la consommation d'énergie.

| Primary Energy Demand<br>(Petajoules)   |       |        |          |        |          |
|---|-------|--------|----------|--------|----------|
|   | 1979  | 1980   |          | 1981†  |          |
|   |       | Levels | % change | Levels | % change |
| Oil                                     | 4,058 | 3,963  | -2.3     | 3,697  | -6.7     |
| Gas                                     | 1,734 | 1,746  | 0.7      | 1,716  | -1.7     |
| LPGs*                                   | 91    | 99     | 8.8      | 105    | 6.1      |
| Coal and Coke                           | 876   | 928    | 5.9      | 945    | 1.8      |
| Primary Electricity                     | 2,590 | 2,723  | 5.1      | 2,795  | 2.6      |
| Other                                   | 325   | 348    | 7.1      | 348    | —        |
| Total Demand                            | 9,674 | 9,807  | 1.4      | 9,606  | -2.1     |
| Economic growth (change<br>in real GNE) |       |        | 0.0      |        | +3.0     |

\*Liquefied petroleum gases, such as propane.

†EMR estimate.

Source: Statistics Canada, Quarterly Report on Energy Supply—Demand in Canada, Quarterly, Cat. 57-003.

| Refinery Oil Product Demand<br>Percentage Changes in 1981 |        |          |        |         |          |                         |
|---|--------|----------|--------|---------|----------|-------------------------|
|   | Canada | Atlantic | Quebec | Ontario | Prairies | B.C.,<br>Yukon,<br>NWT. |
| Motor gasoline  | -3.3   | -5.3     | -6.0   | -3.3    | -1.0     | -0.5                    |
| Light fuel oil  | -17.4  | -13.8    | -16.2  | -20.2   | -18.7    | -16.6                   |
| Heavy fuel oil  | -13.7  | -26.5    | -13.3  | -8.6    | +1.0     | +14.9                   |
| Total products  | -6.7   | -15.5    | -8.9   | -5.9    | -2.3     | -0.6                    |

Source: Statistics Canada, Refined Petroleum Products, Monthly, Cat. 45-004.



Demande d'énergie primaire  
(en petajoules)

|   | 1979  | 1980    |             | 1981†   |             |
|---|-------|---------|-------------|---------|-------------|
|   |       | Niveaux | Évolution % | Niveaux | Évolution % |
| Pétrole   | 4,058 | 3,963   | -2.3        | 3,697   | -6.7        |
| Gaz   | 1,734 | 1,746   | 0.7         | 1,716   | -1.7        |
| GPL*  | 91    | 99      | 8.8         | 105     | 6.1         |
| Charbon et coke                                       | 876   | 928     | 5.9         | 945     | 1.8         |
| Électricité primaire                                  | 2,590 | 2,723   | 5.1         | 2,795   | 2.6         |
| Autre   | 325   | 348     | 7.1         | 348     | —           |
| Demande totale  | 9,674 | 9,807   | 1.4         | 9,606   | -2.1        |
| Croissance économique<br>(évolution de la DNB réelle) |       |         | 0.0         |         | +3.0        |

\*Gaz de pétrole liquéfié, comme le propane.

†Estimation ÉMR.

Source: Statistique Canada, Rapport trimestriel sur l'approvisionnement énergétique—La demande au Canada, Catalogue trimestriel 57-003.

Demande de produits pétroliers raffinés  
Évolution relative en 1981

|                    | Canada | Atlantique | Québec | Ontario | Prairies | C.-B.,<br>Yukon,<br>T.N.-O. |
|--------------------|--------|------------|--------|---------|----------|-----------------------------|
| Essence à moteur   | -3.3   | -5.3       | -6.0   | -3.3    | -1.0     | -0.5                        |
| Mazout léger       | -17.4  | -13.8      | -16.2  | -20.2   | -18.7    | -16.6                       |
| Mazout lourd       | -13.7  | -26.5      | -13.3  | -8.6    | +1.0     | +14.9                       |
| Total des produits | -6.7   | -15.5      | -8.9   | -5.9    | -2.3     | -0.6                        |

Source: Statistique Canada, produits pétroliers raffinés, cat. mensuel. 45-004.

This energy consumption could be attributed in a large part to the energy conservation and public awareness programs implemented under the NEP. A continuation of these programs certainly seems in order.

The NEP has come under heavy fire, from the oil industry since its inception in 1980. The influential financial weekly 'The Economist', in 1980, summed up the announced NEP as "Wildcat Canada Resigns from the World". Former National Energy Board Chairman, J. G. (Jack) Stabbach, now Vice-President of Global Energy and Minerals Groups, says "My chief criticism of the National Energy Program is that it appears to put security of supply at the bottom of the list of priorities". He went on to further state that "Security of supply is our major problem in the mid 80's. I was hoping the government would shorten the period of vulnerability." The oil industry's reaction in other areas was more significant, with the cancellation of mega projects like Alsands, the Alaska Highway Pipeline and the small company pull-outs to the U.S.

The government has attempted to gauge the industry's reaction as well as monitor the success of the program to date and the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources is holding public reviews and hearings in this regard.

Although the Committee is welcoming views on any aspect of the NEP and its impact, it is particularly interested in observations on the three basic elements of the program:

- (1) increased Canadian participation in the petroleum industry;
- (2) greater energy security by becoming self-sufficient in oil by 1990; and
- (3) fairness in energy pricing and revenue sharing.

More specifically, the Committee wishes to pursue such questions as:

- What have been the costs and the benefits of Canadianizing the petroleum industry, and what degree of success has there been in attracting Canadian investors into the energy sector?
- What progress has been made toward securing Canada's future petroleum supply from domestic sources—the oil sands, the conventional producing areas of Western Canada and the frontier regions?
- What has been the impact of the fiscal and regulatory regime put in place under the NEP, including incentives for exploration activity, and the success which this regime has had in developing new oil and gas reserves?
- In what fashion can the NEP be modified to better accommodate the changed energy circumstances of the recent past?

Cette consommation d'énergie peut être attribuée en grande partie aux programmes d'économie d'énergie et de sensibilisation du public mis en œuvre dans le cadre du PÉN. Le maintien de ces programmes semble s'imposer.

Le PÉN a fait l'objet de vives critiques de la part de l'industrie pétrolière, depuis sa mise sur pied en 1980. L'influent hebdomadaire financier «The Economist» qualifiait en 1980 le PÉN par le titre suivant: «Wildcat Canada Resigns from the World» («Le Canada, imprévisible, prend ses distances»). L'ancien président de l'Office national de l'énergie, M. J. G. (Jack) Stabbach, maintenant vice-président de Global Energy and Minerals Groups, a fait la déclaration suivante: «Ma principale critique concernant le Programme énergétique national vient du fait que celui-ci semble placer la sécurité de l'approvisionnement au dernier rang de la liste des priorités». Il a également ajouté que «La sécurité de l'approvisionnement constitue notre principal problème pour le milieu des années 1980. J'espérais que le gouvernement réduirait la période de vulnérabilité.» La réaction de l'industrie pétrolière dans d'autres domaines a été plus marquée, et elle s'est matérialisée par l'annulation de méga-projets comme le projet Alsands, le pipeline de la route de l'Alaska, et par le repli de petites sociétés aux États-Unis.

Le gouvernement a tenté de jauger la réaction de l'industrie et de surveiller la réussite du programme, à ce jour, et le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles tient des audiences publiques à ce sujet.

Même si le Comité est intéressé à entendre les opinions concernant les divers aspects du PÉN et de ses répercussions, il s'intéresse surtout à trois éléments fondamentaux du programme:

- 1) la participation canadienne accrue à l'industrie pétrolière;
- 2) la plus grande sécurité énergétique en réalisant l'autosuffisance pétrolière d'ici à 1990, et
- 3) l'équité au niveau de la détermination du prix de l'énergie et du partage des recettes.

Le Comité désire spécifiquement examiner les questions suivantes:

- Quels ont été les coûts et les avantages de la canadianisation de l'industrie pétrolière et dans quelle mesure a-t-on réussi à intéresser les investisseurs canadiens au secteur énergétique?
- Quels progrès a-t-on fait pour assurer l'approvisionnement éventuel du Canada en pétrole, à même les sources canadiennes—les sables pétrolifères, les régions productrices conventionnelles de l'Ouest du Canada et les régions pionnières?
- Quelles ont été les répercussions du régime fiscal et réglementaire mis en place dans le cadre du PÉN, y compris les encouragements à la prospection, et quelle a été la réussite de ce régime au niveau de la mise en valeur des nouveaux gisements de pétrole et de gaz?
- De quelle façon le PÉN peut-il être modifié pour mieux répondre aux nouveaux contextes énergétiques?



## THE NEP AND THE NORTH

The National Energy Program has three objectives for the North:

- (1) ease the energy cost burden for northern Canadians;
- (2) achieve resource development at a rate and in a manner compatible with a delicate social and environmental balance; and
- (3) consult closely with northerners in establishing rules for northern energy projects.

Energy, its cost and availability, are two of the major concerns of northerners. Unlike other areas of Canada, the majority of northerners do not have other sources of energy to fall back on for substitution. Electrical energy is mainly diesel-generated and its price is tied into the oil price; coal has been identified and is readily available, yet little is done to develop this resource; wood has been a source of energy many are using, however, its availability and reliability are about as unsure as oil.

The COSP and Chip Programs are two of the programs where assistance can be obtained to lower energy consumption. These programs provide grants of \$500 and \$800 respectively to householders who take advantage of them. Some 58 million dollars has been spent to date on the Fourth Wheel in Whitehorse to facilitate the move away from diesel generated electricity. In addition, some 29 million has been allocated between the Yukon and the Northwest Territories for off-oil conversion and Remote Community Demonstration programs. Also, some effort and money has been allocated under a Distribution System Expansion Program to look at propane as an alternate source of energy. The federal government also provides direct and indirect subsidies through bulk oil storage, electricity rate designs and public hearing programs as a means of protecting northerners from spiralling energy costs. The costs of these programs mentioned above, amount to some 24 million per year. Given all of these areas of expenditure, where do we see ourselves in regard to the three basic elements of the program?

As northerners, we do not see the price of oil any different than the average Canadian in Atlantic Canada, the Prairies or Western Canada.

We do see the Canadian Government negotiating well-head prices to keep the cost to the consumer down on a gallon of fuel then spending the savings to prop up or subsidize other areas. Either way, the cost to the taxpayer is still the same as the world price. Buying two halves of an egg doesn't cut the cost. It is still cheaper in the long run to pay for the whole egg. Subsidies have not proven successful to the average taxpayer as can be seen with the Crow Rate, the Wheat and Fish Mar-

## LE PÉN ET LE NORD

Le Programme énergétique national visait trois objectifs pour le Nord:

- 1) alléger le fardeau que constitue le coût de l'énergie pour les Canadiens du Nord;
- 2) réaliser la mise en valeur des ressources à un rythme et d'une façon compatibles avec l'équilibre social et environnemental délicat; et
- 3) bien consulter les résidents du Nord au moment d'établir la réglementation applicable aux projets énergétiques septentrionaux.

Le coût et la disponibilité constituent deux des grandes préoccupations des résidents du Nord. Au contraire des résidents des autres régions du Canada, la majorité des résidents du Nord ne disposent pas d'autres sources d'énergie de rechange. L'énergie électrique est générée principalement par des centrales au diesel et son prix est relié au prix du pétrole; des approvisionnements de charbon ont été identifiés et sont facilement disponibles mais on fait très peu d'efforts pour mettre cette ressource en valeur; le bois est une source d'énergie que plusieurs personnes utilisent, mais la disponibilité et la fiabilité de cette source d'énergie sont à peu près aussi incertaines que le pétrole.

Les programmes PCRP et PITRC sont deux des programmes prévoyant une aide pour réduire la consommation d'énergie. Ces programmes mettent des subventions respectives de 500 \$ et 800 \$ à la disposition des propriétaires de résidences qui en tirent parti. Quelque 58 millions de dollars ont été dépensés à ce jour dans le cadre du programme Fourth Wheel, à Whitehorse, qui favorise le remplacement de l'électricité générée à partir du diesel. Quelque 29 millions de dollars ont également été répartis entre les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon dans le cadre des programmes de remplacement du pétrole et de démonstration, dans les agglomérations reculées. On a également pris certaines initiatives et affecté des crédits, dans le cadre d'un programme d'expansion du réseau de distribution, pour inciter les gens à envisager le propane comme source d'énergie de rechange. Le gouvernement fédéral fournit également une aide directe et indirecte en facilitant le stockage du pétrole en vrac, via la tarification de l'électricité et par la tenue d'audiences publiques, pour protéger les résidents du Nord contre l'escalade des coûts de l'énergie. Le coût des programmes susmentionnés se chiffre à quelque 24 millions de dollars par année. Compte tenu de tous ces secteurs de dépense, où nous situons-nous par rapport aux trois éléments fondamentaux du programme?

En tant que résidents du Nord, nous ne voyons pas le prix du pétrole d'une façon différente du Canadien moyen habitant la région de l'Atlantique, les Prairies ou l'Ouest du Canada.

Nous voyons le gouvernement canadien négocier des prix à la tête de puits de façon à maintenir le coût du gallon de carburant payé par le consommateur à un faible niveau, puis dépenser les économies réalisées pour stimuler ou subventionner d'autres secteurs. D'une façon ou de l'autre, le coût payé par le contribuable s'établit au niveau du prix mondial. Le fait d'acheter deux moitiés d'un œuf n'en réduit pas le coût. Il s'avère encore moins coûteux, à long terme, d'acheter l'œuf entier. Les subventions ne se sont pas avérées un succès pour le



keting Boards, etc. Your aftertax dollar still reflects the cost to you.

## CANADIAN PARTICIPATION

Canadian participation in the petroleum industry has, if anything, worsened since the NEP. The average Canadian does not invest, and the Government's attempt to say we will invest for you, is wrong. Canadians in general and we as northerners, in particular, are frustrated; on the one hand the government is telling us one thing, while industry, on the other hand, is telling us another. The problem still remains as how to get Canadians involved in the decision-making process.

The Canadian participation to date has been mainly Government participation on the part of Canadians. Where this program has failed is in the enticement of Canadian firms and individuals to participate directly either in investment or development of the oil industry. Granted, Canadians own Petro-Can, however, the average Canadian has no say in Petro-Can, nor do Canadian corporations; the direct investment into this ownership is nil.

## CANADIAN RESERVE SUPPLY DEVELOPMENT

Although the National Energy Program, as outlined in 1980, did not take into consideration oil and gas finds from frontier development, indications today are encouraging, particularly in the Beaufort Sea and off the East coast. These areas are still years away from being viably productive and unless a major commercial find is made quickly, energy self-sufficiency by 1990 does not appear to be likely. Is it wise, therefore, to spend billions of dollars in searching and proving our own reserves without also attempting to secure foreign, proven sources of supply?

Frontier development, particularly in the Beaufort Region, will have a significant impact on the North. Canadian participation in this area is encouraged and any federal government grants, subsidies or tax benefits will only enhance a continued involvement of the major players in this area.

From our point of view, it is unlikely that these players would be prepared to take the initial risk involved without some incentive. Other areas of frontier development, particularly on Canada lands in the Yukon, such as Eagle Plains and the Whitehorse Basin, have shown positive results as well. Small Canadian companies should be encouraged to do further development work in these areas.

Perhaps the most significant aspect of the National Energy Program to date appears to be the agreements reached in connection with fair pricing and revenue sharing. The governments who have negotiated these agreements are happy and the consumer will benefit. However, the producers do not seem

contribuable moyen, comme on peut le constater dans le cas des tarifs du Pas-du-Nord-Corbeau, des offices de commercialisation du blé et du poisson, et autres. C'est toujours le dollar net d'impôt qui vous indique ce qu'il vous en coûte.

## PARTICIPATION CANADIENNE

La participation canadienne à l'industrie pétrolière s'est même détériorée depuis l'adoption du PÉN. Le Canadien moyen ne fait pas d'investissement, et l'initiative du gouvernement pour investir à sa place constitue une erreur. Les Canadiens, en général, et nous, les résidents du Nord, notamment, sommes frustrés; d'une part, le gouvernement nous dit une chose, alors que d'autre part, l'industrie nous en dit une autre. Le problème demeure, à savoir comment peut-on mener les Canadiens à participer au processus de prise de décision.

La participation canadienne à ce jour s'est faite principalement par une participation gouvernementale, au nom des Canadiens. Là où le programme a échoué, c'est au niveau de l'incitation des entreprises canadiennes et des Canadiens, à titre individuel, à participer directement aux investissements ou à la mise en valeur de l'industrie pétrolière. Nous reconnaissons que les Canadiens sont propriétaires de Petro-Can, mais ni le Canadien moyen ni les sociétés canadiennes n'ont un mot à dire sur la façon d'exploiter Petro-Can; l'investissement direct dans cette société est nul.

## MISE EN VALEUR DES RÉSERVES CANADIENNES

Même si le Programme énergétique national, tel que décrit en 1980, ne tenait pas compte des découvertes de pétrole et de gaz des régions pionnières, les indices actuels semblent encourageants, tout particulièrement en mer de Beaufort et au large de la côte est. Plusieurs années passeront avant que ces régions ne deviennent productives sur une base viable et, à moins de faire bientôt une importante découverte présentant un intérêt commercial, la réalisation de l'autonomie énergétique d'ici à 1990 ne semble pas probable. Est-il donc avisé de consacrer des milliards de dollars pour découvrir et confirmer nos propres réserves, sans également tenter de s'assurer de sources d'approvisionnement étrangères confirmées?

La mise en valeur des régions pionnières, tout particulièrement dans la région de Beaufort, aura une incidence significative sur le Nord. La participation canadienne dans cette région est encouragée et toutes les formes de subvention, de subsides ou d'avantages fiscaux consentis par le gouvernement fédéral ne feront qu'améliorer la participation soutenue des principaux acteurs sur cette scène.

A notre avis, il est peu probable que ceux-ci soient disposés à prendre le risque initial sans encouragement. D'autres régions de développement pionnier, notamment sur les terres du Canada au Yukon, dans les plaines Eagle et le bassin Whitehorse, ont également donné des résultats positifs. Les petites sociétés canadiennes devraient être encouragées à poursuivre le travail de mise en valeur dans ces régions.

L'aspect le plus significatif du Programme énergétique national à ce jour semble être les accords conclus relativement à la détermination d'un prix équitable et au partage des recettes. Les gouvernements qui ont négocié ces accords sont heureux et le consommateur en profitera. Les producteurs ne sem-

too happy. Undoubtedly, their share of revenue has declined somewhat. It is hard to envision any significant increase in exploration activity without some incentive for them to come back in. We as northerners fully realize that the backbone of the country is small business. Most of the successful oil and gas explorationists have been small companies. The National Energy Program seems to have hit them the hardest, curtailing their activities and forcing many south of the border.

We feel a review of the effects of the NEP on this group should be initiated and some alternative incentive offered to them. It seems these industries initiated their exploration activity by being able to internally develop the necessary cash flow from tax breaks initiated under the 1974 tax regimes. Perhaps, the government should consider "forward selling" by these companies of oil and gas reserves developed now, to the government, along with deferred tax payments on revenues generated, would entice some of these successful businesses back into the exploration fields in Canada.

#### HYDRO DEVELOPMENT AS AN ENERGY SOURCE

Another significant energy area which does not appear to have received a break under the National Energy Program, has been the hydro-development area. Canada has an abundance of water, and although the management of hydro-development has fallen under provincial jurisdiction, perhaps the federal government should reconsider some additional cost sharing mechanism with the provinces to develop these potentials.

The funding allocations provided now appear to be a mere pittance when compared to the funding for oil and gas exploration.

#### THE COST TO CANADIANS

According to statistics and figures published by Statistics Canada and the National Energy Program Update, the Canadian government has spent to the end of 1983:

|            |            |  |
|------------|------------|--|
|            | 8          | billion dollars for new energy,              |
|            | 3.4        | billion on existing energy programs, and     |
|            | <u>3.3</u> | billion for Oil Impact Compensation Program, |
| a total of | 14.7       | billion dollars.                             |

In addition:

|            |  |
|------------|--|
| <u>2.0</u> | billion is committed for beyond 1983 to the Western Canada Development Fund, and |
|------------|--|

blent toutefois pas trop heureux: leur part des recettes a sans aucun doute diminué. Il est difficile d'envisager une intensification significative de l'activité d'exploration sans prévoir des encouragements pour les y réintéresser. Les résidents du Nord sont bien conscients que la petite entreprise constitue l'assise du pays. La plupart des sociétés qui ont réussi dans le domaine de la prospection du pétrole et du gaz ont été de petites entreprises. Le Programme énergétique national semble les avoir beaucoup affectées; plusieurs ont réduit leurs activités et un bon nombre se sont repliées au sud de la frontière.

Nous croyons qu'une revue des répercussions du PÉN sur ce groupe d'entreprises devrait être faite et que certains encouragements devraient leur être offerts. Il semble que ces industries aient entrepris leurs activités d'exploration en utilisant leurs fonds autogénérés, grâce aux allègements consentis dans les régimes fiscaux de 1974. Le gouvernement devrait peut-être envisager la possibilité pour ces sociétés de «pré-vendre» au gouvernement les réserves de pétrole et de gaz mises en valeur maintenant, et de reporter le paiement des taxes sur les recettes générées; ces mesures inciteraient peut-être certaines de ces entreprises efficaces à reprendre la prospection au Canada.

#### L'EXPLOITATION DES RESSOURCES HYDRAULIQUES À DES FINS ÉNERGÉTIQUES

L'exploitation des ressources hydrauliques constitue un autre domaine énergétique important qui ne semble pas avoir été favorisé par le Programme énergétique national. Le Canada est bien pourvu en ressources hydriques et, même si la gestion du harnachement des ressources hydrauliques relève de la compétence provinciale, le gouvernement fédéral devrait peut-être réenvisager la possibilité de mettre en place un mécanisme supplémentaire pour partager les coûts, avec les provinces, et mettre ce potentiel en valeur.

Les fonds actuellement prévus semblent bien minces lorsqu'on les compare aux fonds disponibles pour la prospection pétrolière et gazière.

#### LE COÛT POUR LES CANADIENS

Selon les données statistiques et les chiffres publiés par Statistique Canada et dans la mise à jour du Programme énergétique national, le gouvernement canadien avait dépensé à la fin de 1983

|                |            |  |
|----------------|------------|--|
|                | 8          | milliards \$ au titre de l'énergie nouvelle,                                 |
|                | 3,4        | milliards \$ pour les programmes énergétiques existants et                   |
|                | <u>3,3</u> | milliards \$ pour le Programme d'indemnisation des répercussions pétrolières |
| soit, en tout, | 14,7       | milliards de dollars.  |

En outre:

|     |  |
|-----|--|
| 2,0 | milliards \$ étaient engagés, pour la période suivant 1983, pour le Fonds de développement de l'Ouest du Canada et |
|-----|--|



0.5 billion for Atlantic Canada  
Development Fund, bringing

a total of 17.2 billion dollars committed and spent on the National Energy Program, all of this for total products reduction for 6.7% of 425,000 or 28,475 barrels per day reduction. If equated at \$38.00 per barrel, a daily savings of \$1,082,050 or \$394,948,250 annually. Multiply this figure by two years for a conservative saving of under 1 billion, really, .8 billion since 1981.

Hardly a wise investment, considering the payback. If world prices decline as evidenced in the past 6 – 8 months, the payback could be as much as 25 to 100 years down the road. Under the NEP, paybacks beyond 10 – 12 years are hardly considered feasible.

An economic payback on the more sure sources of energy, such as hydro, should be considered.

#### CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

(1) Canada should rethink its energy program and establish a prioritization on economic payback.

(2) Canada should look at prepurchase of existing proven reserves or portions of them, as a means of providing the successful holders of these reserves an avenue or incentive for continued exploration.

(3) Canada should consider a tax incentive to Canadians for investments into oil and gas companies with these breaks considerably more attractive for those able to afford them as a means of providing a more powerful Canadian voice and ownership.

(4) Frontier development should be continued, utilizing the existing mechanisms in place.

(5) The CHIP and COSP programs have provided a loophole for abuses to occur. Some consideration should be given to tightening this legislation to prevent these abuses.

(6) The City of Whitehorse would appreciate the opportunity to check the document, "Municipal Energy Management Program", and possibly have an opportunity to provide input.

0,5 milliard \$ pour le Fonds de  
développement du Canada  
Atlantique,

portant ainsi à 17,2 milliards \$ le total des fonds engagés et dépensés dans le cadre du Programme énergétique national; tout ceci pour la réduction totale de produits de 6,7 p. 100 de 425 000 barils, soit une réduction de 28 475 barils par jour. En retenant un coût de 38,00 \$ le baril, il s'agit d'une économie quotidienne de 1 082 050 \$, soit 394 948 250 \$ par année. En multipliant ce chiffre par deux, pour deux années d'économie déterminée de façon conservatrice, on obtient moins de 1 milliard \$, en réalité, 0,8 milliard \$ depuis 1981.

Il ne s'agit pas là d'un investissement avisé, lorsqu'on tient compte du résultat. Si les prix mondiaux baissent, comme on a pu le constater au cours des six à huit derniers mois, cela pourrait bien prendre de 25 à 100 ans avant de pouvoir réaliser un bénéfice. Selon le PÉN, les délais de récupération de plus de 10 ou 12 ans sont jugés à peine possibles.

On devrait envisager un rendement économique en faisant appel aux sources d'énergie plus sûres, notamment les ressources hydrauliques.

#### CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

(1) Le Canada devrait repenser son programme énergétique et établir des priorités en fonction du rendement économique.

(2) Le Canada devrait envisager la possibilité de pré-acheter les réserves prouvées existantes ou une partie de celles-ci, pour offrir aux détenteurs efficaces de ces réserves un moyen ou un encouragement à poursuivre l'exploration.

(3) Le Canada devrait envisager l'adoption d'encouragements fiscaux pour inciter les Canadiens à investir dans les sociétés pétrolières et gazières, et offrir des allègements fiscaux nettement plus intéressants à ceux qui peuvent les utiliser pour donner au Canada une propriété plus importante et une voix plus forte dans ce domaine.

(4) La mise en valeur des réserves pionnières devrait être poursuivie, en utilisant les mécanismes existants.

(5) Les programmes PITRC et PCRP ont permis certains abus. On devrait envisager la possibilité de revoir cette législation pour prévenir les abus.

(6) La ville de Whitehorse aimerait avoir l'occasion d'étudier le document intitulé «Programme municipal de gestion de l'énergie», pour peut-être éventuellement y apporter une contribution.



## APPENDIX "ENR-16N"

Bruce F. Willson  
32 Quail Valley Drive  
Thornhill, Ontario  
L3T 4R2

May 30, 1984

Clerk of the Standing Senate  
Committee on Energy and  
Natural Resources,  
The Senate,  
Ottawa, K1A 0A4

Dear Sir:

It has recently come to my attention that the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources has been soliciting opinions on the effectiveness and fairness of the federal government's 1980 National Energy Program.

I am a retired natural gas industry executive who has kept in touch with energy developments. In 1979-80, I wrote a book entitled *The Energy Squeeze—Canadian Policies for Survival*, which was published by the Canadian Institute for Economic Policy. A copy of it is enclosed.

Subsequently, at the request of the editor of the Journal of Business Administration, Prof. Peter Nemetz of the Faculty of Commerce and Business Administration at the University of British Columbia, I prepared a paper entitled, "An Assessment of the National Energy Program 1980". While the paper was written in 1981, subsequent events have served to confirm the fundamental conclusions it reaches. The main ones are:

- (i) medium and long-term energy security has not been improved by NEP '80. It continues to decline.
- (ii) the massive wellhead price increases called for in NEP '80 have not replaced oil and gas reserves in Western Canada which peaked in 1969.
- (iii) at the same time, the 1,000 and 1,500 per cent hikes, since 1973 in wellhead oil and gas prices respectively have been a heavy burden for Canadian consumers of all classes, particularly those on low and fixed incomes, and have reduced the competitiveness of Canada's manufacturing industries in both domestic and foreign markets.
- (iv) despite the billion dollar subsidies of frontier exploratory drilling by Canadian taxpayers, no confirmed commercial fields have been discovered, let alone be on production even though exploration has been carried out in the frontiers for about twenty years.

Five copies of my study of NEP '80 are enclosed.

I note where your Committee is accepting written submissions up to June 15, 1984, and trust that this material is not

## ANNEXE «ERN-16N»

Bruce F. Willson  
32, Quail Valley Drive  
Thornhill (Ontario)  
L3T 4R2

Le 30 mai 1984

Greffier du Comité sénatorial permanent  
de l'énergie et des ressources  
naturelles  
Le Sénat  
Ottawa K1A 0A4

Monsieur le greffier,

J'ai récemment appris que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles sollicitait des opinions concernant l'efficacité et l'équité du Programme énergétique national de 1980, mis de l'avant par le gouvernement fédéral.

Ancien cadre de l'industrie du gaz naturel, maintenant à la retraite, j'ai suivi l'évolution du domaine de l'énergie. En 1979-1980, j'ai rédigé un ouvrage publié par le Canadian Institute for Economic Policy sous le titre «The Energy Squeeze - Canadian Policies for Survival», dont un exemplaire est joint aux présentes.

En réponse à la demande du rédacteur du Journal of Business Administration, M. Peter Nemetz, professeur à la Faculté de commerce et d'administration commerciale de l'Université de la Colombie-Britannique, j'ai préparé une communication intitulée «An assessment of the National Energy Program 1980». Même si cette communication a été rédigée en 1981, les événements ont permis d'en confirmer les conclusions fondamentales, dont voici les principales:

- i) la sécurité énergétique à moyen et à long terme n'a pas été améliorée par le PÉN; au contraire, elle continue à se détériorer;
- ii) les importantes hausses de prix à la tête de puits, prévues dans le PÉN '80, n'ont pas remplacé les réserves de pétrole et de gaz de l'Ouest du Canada, qui ont enregistré un sommet en 1969;
- iii) en même temps, les hausses respectives de 1 000 et 1 500 p. 100 du prix du pétrole et du gaz à la tête du puits, enregistrées depuis 1973, se sont avérées un fardeau très lourd pour les consommateurs canadiens de toutes les couches de la société, tout particulièrement pour ceux touchant des revenus faibles et fixes, et elles ont réduit la compétitivité des industries manufacturières canadiennes sur les marchés intérieurs et étrangers;
- iv) en dépit des subsides d'un milliard de dollars versés par les contribuables canadiens au titre des forages de prospection dans les régions pionnières, aucun champ commercial confirmé n'a été découvert, et encore moins exploité, même si l'exploration se poursuit dans les régions pionnières depuis une vingtaine d'années déjà.

Vous trouverez ci-joint cinq exemplaires de mon étude sur le PÉN '80.

Je note que votre Comité accepte les mémoires écrits jusqu'au 15 juin 1984; j'espère que la présente documentation

too late to come to your attention. If desired, I would be quite prepared to support the studies as a witness.

The work of your Committee has great significance for the future of Canada, a nation highly dependent on limited reserves of depleting energy resources. I send best wishes for the successful completion of your task.

Yours sincerely,

Bruce F. Willson.

BFW/bwj  
enclosed

n'arrive pas trop tard. Je demeure à votre disposition pour étayer ces études devant le Comité.

Le travail de votre Comité a beaucoup d'importance pour l'avenir du Canada, un pays qui dépend beaucoup des réserves limitées de ressources énergétiques en voie d'épuisement. Je souhaite que votre travail soit couronné de succès.

Veuillez agréer, monsieur le greffier, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Bruce F. Willson

BFW/bwj  
pièce jointe









*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9



Second Session  
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la  
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Standing Senate Committee on*

*Comité sénatorial permanent de*

**Energy and  
Natural  
Resources**

**L'énergie et des  
ressources  
naturelles**

*Chairman:*  
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*  
L'honorable EARL A. HASTINGS

**INDEX**

**INDEX**

OF PROCEEDINGS

DES DÉLIBÉRATIONS

*(Issues Nos. 1 to 16 inclusive)*

*(Fascicules nos 1 à 16 inclusivement)*





Prepared  
by the  
Information and Reference Branch,  
LIBRARY OF PARLIAMENT

Compilé  
par le  
Service d'information et de référence,  
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

## SENATE OF CANADA

Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources  
2nd Session, 32nd Parliament, 1983-84

### INDEX

(Issues 1-16 inclusive)

#### AMOP

See

Arctic Marine Oilspill Program

#### Aboriginal peoples

See

Native peoples

#### Act to regulate oil and gas interests

See

Canada Oil and Gas Act

#### Adams, Hon. Willie, Senator (Northwest Territories)

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3**: 16; **9**: 16-7, 32-3

National Energy Program, **7**: 20-1, 24, 36, 39, 58; **8**: 12-3

#### Alberta

Energy Resources Conservation Board, **10**: 28-9

Royalty and taxation systems, changes, effect, **1**: 14; **2**: 42-3; **13**: 13-4, 27

See also

Oil and gas exploration

#### Arctic regions

##### Hydrocarbon development

###### Beaufort Sea region

Environment, **3**: 11, 16, 22; **7**: 36; **9**: 24

Exploration, **3**: 22; **4**: 26-7; **6**: 19-20; **7**: 20-1, 32-4, 36, 41-2; **8**: 15, 17, 28-9; **9**: 13, 22; **10**: 13-4; **11**: 17; **14**: 10

Research, **3**: 10.18; **9**: 25-6

Transportation systems, options, **7**: 36; **9**: 24-5; **10**: 15

###### Environment conservation and protection

Alaska and Denmark, consultations, **9**: 23

Land use planning, **3**: 12-3, 21-3; **9**: 29-31, 32-3; **14**: 12

Renewable resources, **3**: 10, 11-2, 13, 20; **9**: 28-9

Sensitive areas (Lancaster Sound and others), **3**: 13, 16-8, 19-20, 22; **7**: 36-7, 39; **8**: 29-30

Industry, consultations, **3**: 13; **9**: 8, 11, 18-9, 23, 34-5, 36; **14**: 6, 7, 13

Interdepartmental co-ordination, **3**: 5-10, 12-3, 18-9, 20, 21-2; **9**: 8, 10-1, 18, 33-6; **14**: 6, 8, 9, 12, 13

International prices, effect, **9**: 23

###### Natural gas

Arctic Pilot Project, **7**: 36; **9**: 12, 17

Discoveries, **9**: 24

Drilling activity, **9**: 12-3

Northern Natural Gas Pipeline, **9**: 12, 13

Polar Gas Project, **9**: 12, 13, 16-7, 19

Ocean dumping, management, **3**: 10, 15-6, 19

###### Oil

Discoveries, **9**: 24

Norman Wells, **1**: 19; **3**: 10; **9**: 8, 10, 11, 16-7, 27-8, 35-6

## SÉNAT DU CANADA

Comité sénatorial permanent de  
L'énergie et des ressources naturelles  
2<sup>e</sup> session, 32<sup>e</sup> législature, 1983-1984

### INDEX

(Fascicules 1-16 inclusivement)

#### AIE

Voir

Agence internationale de l'énergie

#### AMESP

Voir

Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier

#### APC

Voir

Association pétrolière du Canada

#### APGTC

Voir

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

#### Adams, honorable Willie, sénateur (Territoires du Nord-Ouest)

Programme énergétique national, **7**: 20-1, 24, 36, 39, 58; **8**: 12-3

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle*, examen, **3**: 16; **9**: 16-7, 32-3

#### Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier (AMESP)

Administration, bureaux et personnel, **8**: 10, 21

APGTC, collaboration, **8**: 17, 27-8, 31

Certificats de participation canadienne et de l'état de contrôle, demandes, traitement, **8**: 8-9, 10, 12-3

Décisions préalables, **8**: 9, 12, 30

Environnement, protection, rôle, **8**: 29-30

Mémoire, **8A**: 20-39

Subventions d'encouragement, demandes, traitement, **8**: 8, 9, 10, 12-3, 20-1

#### Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC)

*Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada*, mémoire, **7A**: 40-2

Commission géologique du Canada, données, interprétation, collaboration, **7**: 40, 74-5

Coordination avec d'autres agences et ministères, **3**: 5-8, 17-9; **7**: 39, 40; **8**: 17, 27-8, 31; **9**: 8, 10-1, 18, 19-20, 34; **14**: 19

Environnement, protection, rôle, **3**: 5-6, 16-8; **7**: 37-9; **8**: 29-30

##### Exploration

Accords, contrôle, **7**: 9-10

Forage, résultats, contrôle et analyse, **1**: 33; **4**: 12-3, 15-6; **7**: 9, 13-4, 39-40

Information de base, **7**: 42-3

Lancaster, détroit, accord d'exploration, rôle, **3**: 17; **7**: 36-7; **8**: 29-30

Mandat, rôle, **7**: 8, 9-12, 14, 19-20, 37; **9**: 12, 17

Mémoire, **7A**: 24-50

Retombées canadiennes, plans, **7**: 9-10, 11-3, 15-7, 22-5; **8**: 27-8

Voir aussi

Fonds renouvelable des études sur l'environnement

**Arctic regions—Cont'd****Hydrocarbon development—Cont'd****Oil—Cont'd**

Van Horne project, **9**: 17-8, 25, 35

Policy and planning structure, **9**: 21-2, 24, 25; **14**: 8, 10-2

Pollution, prevention, **3**: 19-21

**Regulatory processes and regulations**

Approval-in-principle, **9**: 7, 11-2; **14**: 8

Federal co-ordinator, **9**: 10, 35-6; **14**: 9

Pre-hearing conferences, **9**: 7, 19-20; **14**: 7

Procedural processes, response time limits, **9**: 13-4

Review, **3**: 14-5; **9**: 7-8, 12, 18-9, 20, 33-5; **14**: 7-8

Use of existing information, **9**: 8-10; **14**: 9

**Research**

Cold ocean technology, **9**: 25; **14**: 7, 10-1

Oil spills, **3**: 8-9, 10, 18

Programs, overview, **3**: 5-9, 10, 18-9; **7**: 37-8; **9**: 24-7, 31; **14**: 10-2

Support systems, **3**: 10; **9**: 26; **14**: 11

Transportation systems, options, **3**: 18-9; **9**: 12-3, 16-7, 25, 27, 35; **14**: 12

*See also*

Canada lands

Native peoples

**Arctic Marine Oilspill Program (AMOP), 3: 10****Arctic Marine Transportation, Environmental Advisory Committee**

*See*

Environmental Advisory Committee on Arctic Marine Transportation

**Atlantic provinces**

Oil, security of supply, **1**: 19-26, 27-8; **4**: 6; **4A**: 12-20; **7**: 61-2; **11**: 9, 18

**Atomic energy**

Nuclear waste, ocean dumping, **3**: 15-6

Pointe Lepreau, New Brunswick, nuclear power station, **4**: 23; **7**: 61; **9**: 12, 19

*See also*

Electricity

**Australia****Oil**

Fiscal regime, **6**: 22-4

Foreign companies, stock regulations, **6**: 20-2

Production licences, requirements, **6**: 14-5, 20

**Baffin Island Oil Spill Project (BIOS), 3: 8-9, 10****Balfour, Hon. Reginald James, Senator (Regina)**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°, review, 9: 6, 13-4*

National Energy Program

Discussion, **6**: 9-10, 12-3; **10**: 6, 15; **12**: 13

Procedure (Acting Chairman), **5**: 4, 10, 31; **6**: 5, 10, 17, 24

**Barnes, Dennis G., Business Manager, Hydrocarbon and Energy Department, Dow Chemical Canada Inc.**

National Energy Program, **5**: 12-3, 17

**Bell, Hon. Ann Elizabeth, Senator (Nanaimo-Malaspina)**

National Energy Program, **2**: 13, 36, 40-1; **5**: 17, 25-6; **6**: 4-5, 17; **11**: 32-4; **12**: 27-30

**Affaires indiennes et du Nord canadien, ministère**

Coordination avec d'autres ministères, agences et gouvernements, **3**: 5-8, 12-3, 17-9, 20, 21-2; **9**: 11, 30-1, 33-6; **14**: 18, 19, 24

Groupe de travail chargé de la conservation dans le Nord, **3**: 12-3

Mise en oeuvre des projets nordiques, **9**: 34-5; **14**: 20, 21, 22

Programme des affaires du Nord, **9**: 34

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle, position vis-à-vis, 9: 21-4, 25-6, 30, 32, 35-6*

*Voir aussi*

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

Fonds renouvelable des études sur l'environnement

*Réponse du gouvernement fédéral au Rapport du Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord, relativement au transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle,*

**Agence de surveillance du secteur pétrolier**

Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 17-24

**Agence internationale de l'énergie (AIE), 1: 19; 11: 18, 28**

Entente, système de partage, **1**: 20, 25; **10**: 27; **11**: 11-2, 32-3; **12**: 12-3

**Alberta**

Energy Resources Conservation Board, **10**: 28-9

Régime de redevances et régime fiscal, changements, effet, **1**: 14; **2**: 42-3; **13**: 13-4, 27

*Voir aussi*

Pétrole et gaz

**Aménagement des territoires du Nord, Programme**

But, rôle, **3**: 22; **9**: 29-30; **14**: 24

Création, Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord, rôle, **3**: 10, 14, 21; **9**: 30; **14**: 24-5

Statut, **3**: 22-3; **9**: 30-1

**Amis de la terre**

Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 100-6

**Arctique, region****Hydrocarbures, mise en valeur**

Coordination interministérielle, **3**: 5-10, 12-3, 18-9, 20, 21-2; **9**: 8, 10-1, 18, 33-6; **14**: 17-8, 19, 20-1, 24

**Environnement, conservation et protection**

Alaska et le Danemark, consultations, **9**: 23

Régions vulnérables (Déroit de Lancaster et autres), **3**: 13, 16-8, 19-20, 22; **7**: 36-7, 39; **8**: 29-30

Ressources renouvelables, **3**: 10, 11-2, 13, 20; **9**: 28-9

Utilisation des terres, planification, **3**: 12-3, 21-3; **9**: 29-31, 32-3; **14**: 24

**Gaz naturel**

Arctique, projet pilote, **7**: 36; **9**: 12, 17

Découvertes, **9**: 24

Forage, activité, **9**: 12-3

Pipe-line du gaz naturel du Nord, **9**: 12, 13

Polar Gas, projet, **9**: 12, 13, 16-7, 19

Immersion de déchets en mer, gestion, **3**: 10, 15-6, 19

Industrie, consultations, **3**: 13; **9**: 8, 11, 18-9, 23, 34-5, 36; **14**: 17-8, 25

**Mer de Beaufort, région**

Environnement, **3**: 11, 16, 22; **7**: 36; **9**: 24

Exploration, **3**: 22; **4**: 26-7; **6**: 19-20; **7**: 20-1, 32-4, 36, 41-2; **8**: 15, 17, 28-9; **9**: 13, 22; **10**: 13-4; **11**: 17; **14**: 21-2

Recherches, **3**: 10, 18; **9**: 25-6

Transport, systèmes, options, **7**: 36; **9**: 24-5; **10**: 15



- Bill C-48**  
*See*  
 Canada Oil and Gas Act
- CHIP**  
*See*  
 Canadian Home Insulation Program
- COGLA**  
*See*  
 Canada Oil and Gas Lands Administration
- COSP**  
*See*  
 Canadian Oil Substitution Program
- CPA**  
*See*  
 Canadian Petroleum Association
- CREDA**  
*See*  
 Conservation and Renewable Energy Demonstration Agreements
- C.D. Howe Institute**  
 National Energy Program, modifications, proposals, **11**: 6-12
- Caccia, Hon. Charles L., Minister of the Environment**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review  
 Discussion, **3**: 14-21  
 Statement, **3**: 9-14
- Canada Energy Audit Program**, **7**: 50-2
- Canada lands** (offshore and northern territories)  
 Crown share, **2**: 20; **7**: 26-7, 28-31, 78-9; **12**: 11-2; **13**: 37-9  
 Development, Canadian participation, **4**: 26-7; **6**: 16; **8**: 18-9, 24-7; **11**: 22; **13**: 15-6, 31-2, 35  
 Employment, Canadian participation, **7**: 12, 16-7, 22-5  
 Environment, protection, **3**: 17; **7**: 37-9; **8**: 29-30  
 Exploration  
   Activity rate  
     Increase, **1**: 14, 34; **7**: 9, 20-1; **8**: 15-6, 17-8; **11**: 11, 12-3, 32; **13**: 34  
     Provincial lands, comparison, **1**: 14, 27; **6**: 17; **11**: 11; **13**: 9, 19, 43-4  
 Agreements  
   Duration, **2**: 41-2; **8**: 16; **13**: 34  
   First generation, policy, "need to know", **1**: 26-7; **3**: 13, 16-8; **4**: 10-1, 12; **7**: 10-1, 14, 76-7; **8**: 16; **11**: 10-2, 26; **12**: 8  
   Historical background, **4**: 11; **7**: 26, 27-31  
   Public documents, **4**: 15; **7**: 35  
   Second generation, policy, **1**: 27; **4**: 11, 12; **7**: 14-5, 79; **8**: 16-7, 29  
 Canadian participation  
   Canada benefits, **7**: 9-10, 11-3, 15-7, 22-5; **8**: 27-8  
   Increase, **1**: 13, 32; **2**: 33-4; **7**: 8, 22, 27, 31-4, 71-2; **8**: 18, 22-4; **11**: 22; **13**: 34-5  
   Fiscal regime, comparison with other countries, **7**: 22, 25-31, 78-9; **13**: 37-9  
 Oil and natural gas discoveries, significant or commercial  
   Definitions, **7**: 40-1; **8**: 15
- Arctique, region—Suite**  
 Hydrocarbures, mise en valeur—*Suite*  
 Pétrole  
   Découvertes, **9**: 24  
   Norman Wells, **1**: 19; **3**: 10; **9**: 8, 10, 11, 16-7, 24, 27-8, 35-6  
   Van Horne, projet, **9**: 17-8, 25, 35  
 Politique et planification, structure, **9**: 21-2, 24, 25; **14**: 19, 21-4  
 Pollution, prévention, **3**: 19-21  
 Prix internationaux, effet, **9**: 23  
 Recherches  
   Pétrole, déversements, **3**: 8-9, 10, 18  
   Programmes, aperçu, **3**: 5-9, 10, 18-9; **7**: 37-8; **9**: 24-7, 31; **14**: 21-3  
   Technique océanographique en mers froides, **9**: 25; **14**: 18, 22  
 Réglementation, processus et les règlements  
   Approbations conditionnelles, **9**: 7, 11-2; **14**: 19-20  
   Conférences préalables aux auditions, **9**: 7, 19-20; **14**: 19  
   Coordonnateur fédéral, **9**: 10, 35-6; **14**: 20-1  
   Examen, **3**: 14-5; **9**: 7-8, 12, 18-9, 20, 33-5; **14**: 18-9  
   Procédure, processus, imposition de délais de réponse, **9**: 13-4  
   Renseignements existants, **9**: 8-10; **14**: 20  
 Service d'appui, **3**: 10; **9**: 26; **14**: 23  
 Transport, systèmes, options, **3**: 18-9; **9**: 12-3, 16-7, 25, 27, 35; **14**: 23  
*Voir aussi*  
 Autochtones  
 Terres du Canada
- Arctique, transport maritime, Comité consultatif environnemental**, **3**: 10, 19
- Association canadienne de l'électricité**  
 Programme énergétique national, lettre, **15A**: 23-6
- Association canadienne de normalisation**  
 Pipe-lines en mer, normes, **9**: 8, 11
- Association canadienne des automobilistes**  
 Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 1-20
- Association canadienne des fabricants de produits chimiques**  
 Programme énergétique national, lettre, **15A**: 21-2
- Association canadienne des fournisseurs des transformateurs en gaz**  
 Programme énergétique national, lettre, **15A**: 33-4
- Association canadienne du gaz**  
 Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 27-32
- Association du gaz naturel de l'Ontario**  
 Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 179-85
- Association pétrolière du Canada (APC)**  
 Accord Canada-Alberta, évaluation, **2**: 36-7  
 Groupe de travail sur la politique en matière de pétrole et de gaz, **2**: 5-9, 14-22, 24-5, 35  
 Programme énergétique national  
   Évaluation, **2**: 7-8, 11-2, 22-4, 29, 33-5, 47  
   Mémoire, **2A**: 25-48  
   Modifications, propositions, **2**: 18-21, 26, 30-8
- Atlantique, provinces**  
*Voir*  
 Provinces de l'Atlantique

- Canada lands** (offshore and northern territories)—*Cont'd*  
 Oil and natural gas discoveries, significant or commercial—*Cont'd*  
 Number pre- and post-NEP, 7: 8-9, 40-2, 75-6; 8: 14-6  
 Production  
 Forecasts, 1: 19; 4: 6-7, 9; 7: 14, 35, 71; 8: 15, 25  
 Licences, Canadian ownership, minimum level, 2: 29-30; 4: 26;  
 6: 9, 14-5; 8: 24, 26; 13: 15-6, 31  
 Transfer of interest, policy, 4: 14-5  
*See also*  
 Arctic regions  
 Canada Oil and Gas Lands Administration  
 Petroleum Incentives Program
- Canada Oil and Gas Act**  
 Canada benefits, 7: 13, 15  
 Coming into force, 7: 27, 42  
 Exploration agreements, 4: 11; 6: 14; 7: 27-9  
 Production licences, 4: 26; 6: 14, 22  
 Significant discovery, definition, 8: 15
- Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA)**  
 Background information, 7: 42-3  
 Brief, 7A: 1-23  
 Canada Benefits plans, 7: 9-10, 11-3, 15-7, 22-5; 8: 27-8  
*Canada Oil and Gas Lands Administration*, brief, 7A: 15-6  
 Co-ordination with other agencies and departments, 3: 5-8, 17-9;  
 7: 39-40; 8: 17, 27-8, 31; 9: 8, 10-1, 18, 19-20, 34; 14: 8  
 Environment, protection, role, 3: 5-6, 16-8; 7: 37-9; 8: 29-30  
 Exploration  
 Agreements, monitoring, 7: 9-10  
 Drilling results, monitoring and analysis, 1: 33; 4: 12-3, 15-6; 7: 9,  
 13-4, 39-40  
 Geological Survey of Canada, data interpretation, collaboration,  
 7: 40, 74-5  
 Lancaster Sound, exploration agreement, role, 3: 17; 7: 36-7;  
 8: 29-30  
 Mandate, role, 7: 8, 9-12, 14, 19-20, 37; 9: 12, 17  
*See also*  
 Environmental Studies Revolving Fund
- Canadian Automobile Association**  
 National Energy Program, brief, 15A: 1-20
- Canadian Charter of Rights and Freedoms (Constitution Act, 1982, Sections 1-34)**  
 Mobility rights, 7: 17
- Canadian Chemical Producers' Association**  
 National Energy Program, letter, 15A: 21-2
- Canadian Coast Guard**  
 Arctic regions, role and funding, 9: 26; 14: 11
- Canadian Electrical Association**  
 National Energy Program, letter, 15A: 23-6
- Canadian Gas Association**  
 National Energy Program, brief, 15A: 27-32
- Canadian Gas Processors Suppliers' Association**  
 National Energy Program, letter, 15A: 33-4
- Australie**  
 Pétrole  
 Permis de production, règlements, 6: 14-5, 20  
 Régime fiscal, 6: 22-4  
 Sociétés étrangères, actions, règlements, 6: 20-2
- Autochtones**  
 Arctique, région  
 Évolution politique, 3: 11; 9: 27-9  
 Formation et emploi, 3: 11, 12; 7: 16, 22-5; 9: 10, 16, 26, 27-9  
 Gouvernements nordiques élus, rôle, 3: 11, 16  
 Ressources renouvelables, conservation, gestion, 3: 10, 11-2, 13,  
 20; 9: 28-9  
 Revendications territoriales, 3: 11, 12, 13; 9: 22, 24, 28-9, 32, 33;  
 14: 23-4  
 Indiens, autonomie politique, 9: 28-9
- Autonomie politique des Indiens au Canada: rapport du Comité spécial (Rapport Penner), 9: 28-9*
- Baffin, Ile, Déversement d'hydrocarbures, projet, 3: 8-9, 10**
- Balfour, honorable Reginald James, sénateur (Regina)**  
 Programme énergétique national  
 Discussion, 6: 9-10, 12-3; 10: 6, 15; 12: 13  
 Procédure (président intérimaire), 5: 4, 10, 31; 6: 5, 10, 17, 24  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle, examen, 9: 6, 13-4*
- Banque royale du Canada**  
 Programme énergétique national, mémoire, 16A: 59-68
- Barnes, M. Dennis G., gestionnaire des affaires, Département de l'hydrocarbure et de l'énergie, Dow Chemical Canada Inc.**  
 Programme énergétique national, 5: 12-3, 17
- Bell, honorable Ann Elizabeth, sénateur (Nanaimo-Malaspina)**  
 Programme énergétique national, 2: 13, 36, 40-1; 5: 17, 25-6; 6: 4-5,  
 17; 11: 32-4; 12: 27-30
- Bill C-48**  
*Voir*  
 Pétrole et gaz du Canada, Loi
- C.D. Howe, Institut**  
*Voir*  
 Institut C.D. Howe
- Caccia, honorable Charles L., ministre de l'Environnement**  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle, examen*  
 Discussion, 3: 14-21  
 Exposé, 3: 9-14
- Canadian Methanol Canadien**  
 Programme énergétique national, mémoire, 15A: 35-59
- Canarctic Ventures Ltd.**  
 Programme énergétique national, mémoire, 15A: 65-73

- Canadian Home Insulation Program (CHIP)**, 1: 16; 7: 45, 51, 53, 56-7, 60, 65
- Canadian Methanol Canadien**  
National Energy Program, brief, 15A: 35-59
- Canadian Oil Substitution Program (COSP)**, 1: 16; 7: 52, 53  
*See also*  
Oil and oil products — Substitution (off-oil)
- Canadian Ownership and Control Determination Act**  
Coming into force, 8: 6  
*See also*  
Foreign Investment Review Act
- Canadian Petroleum Association (CPA)**  
Canada-Alberta agreement, assessment, 2: 36-7  
National Energy Program  
Assessment, 2: 7-8, 11-2, 22-4, 29, 33-5, 47  
Brief, 2A: 1-24  
Modifications, proposals, 2: 18-21, 26, 30-1  
Task Force on Oil and Gas Policy, 2: 5-9, 14-22, 24-5, 35
- Canadian Standards Association**  
Offshore pipeline standards, 9: 8, 11
- Canadian Textiles Institute**  
National Energy Program, brief, 15A: 60-4
- Canadian Wildlife Service**  
Arctic regions, wildlife studies, 3: 12
- Canarctic Ventures Ltd.**  
National Energy Program, brief, 15A: 65-73
- Carlyle, R.H. (Harry), Senior Vice President, Gulf Canada Resources Inc.; representing the Canadian Petroleum Association**  
National Energy Program, 2: 14, 23, 28-9, 36, 41-3
- Carmichael, Edward A., Senior Policy Analyst, C.D. Howe Institute**  
National Energy Program  
Discussion, 11: 12-34  
Statement, 11: 5-12
- Carmichael, Edward A. and James K. Stewart, *Lessons from the National Energy Program***, 11: 4, 5, 6, 12
- Charbonneau, Hon. Guy, Senator (Kennebec)**  
National Energy Program, 5: 3, 4, 19
- Charter of Rights and Freedoms**  
*See*  
Canadian Charter of Rights and Freedoms
- Clay, Dean N., Chief, Science and Technology Division, Research Branch, Library of Parliament**  
National Energy Program, 2: 44-6; 5: 27-31; 7: 39-42, 61-5, 74-8; 8: 29-31; 10: 25-9; 11: 26-31; 13: 40-4
- Carlyle, M. R.H. (Harry), vice-président principal, Ressources Gulf Canada Inc.; représentant l'Association pétrolière du Canada**  
Programme énergétique national, 2: 14, 23, 28-9, 36, 41-3
- Carmichael, Edward A. et James K. Stewart, *Lessons from the National Energy Program***, 11: 4, 5, 6, 12
- Carmichael, M. Edward A., analyste principal des politiques, Institut C.D. Howe**  
Programme énergétique national  
Discussion, 11: 12-34  
Exposé, 11: 5-12
- Charbonneau, honorable Guy, sénateur (Kennebec)**  
Programme énergétique national, 5: 3, 4, 19
- Charte canadienne des droits et libertés (Loi constitutionnelle de 1982, articles 1-34)**  
Mobilité, droits, 7: 17
- Clay, M. Dean N., chef, Division des sciences et de la technologie, Service de recherche, Bibliothèque du Parlement**  
Programme énergétique national, 2: 44-6; 5: 27-31; 7: 39-42, 61-5, 74-8; 8: 29-31; 10: 25-9; 11: 26-31; 13: 40-4
- Coleson Cove, entente d'indemnisation**, 7: 58-9
- Comité consultatif environnemental du transport maritime dans l'Arctique**, 3: 10, 19
- Comité de la recherche et du développement énergétiques**, 3: 10
- Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources dans le Nord**, 14: 19, 24
- Commission d'énergie du Nord canadien**  
Programme énergétique national, mémoire, 15A: 150-8
- Commission géologique du Canada**  
Financement, 7: 40, 74-5  
Forage, résultats, interprétation, 7: 40, 74-5  
Pétrole et gaz naturel, approvisionnements, sources, évaluations et prédictions, 2: 13, 39-40; 4: 12; 13: 18
- Conseil économique du Canada**  
Étude énergétique, 10: 7  
Programme énergétique national  
Mémoire, 10A: 47-101  
Modifications, propositions, 10: 7-15
- Construction navale, industrie**  
Installations et navires de forage, 1: 34-5; 4: 6, 27; 4A: 54-6; 8: 11-2, 28-9
- Cyanamid Canada Inc.**  
Programme énergétique national, mémoire, 15A: 75-97
- Davies, M. George, directeur général intérimaire, Retombées canadiennes, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**  
Programme énergétique national, 7: 11-2, 17, 23-5



**Coleson Cove Compensation Agreement, 7:** 58-9

**Conservation and Renewable Energy Demonstration Agreements (CREDA), 7:** 46, 47, 48, 57, 66

**Constitution Act, 1982**

Discussion, Section 35 - Rights of the aboriginal peoples of Canada, **9:** 32  
*See also*

Canadian Charter of Rights and Freedoms

**Cyanamid Canada Inc.**

National Energy Program, brief, **15A:** 75-97

**DIAND**

*See*

Indian Affairs and Northern Development Department

**Davies, George, Acting Director-General, Canada Benefits Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development**

National Energy Program, **7:** 11-2, 17, 23-5

**de Bever, Leo, Director, Chase Econometrics Canada; representing the Canadian Petroleum Association**

National Energy Program, **2:** 35

**DeMont, Philip, Research Assistant, Science and Technology Division, Research Branch, Library of Parliament**

National Energy Program, **6:** 10-6; **7:** 82-3; **10:** 29-30

**Doody, Hon. C. William, Senator (Harbour Main-Bell Island)**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3:** 18; **9:** 20

National Energy Program, **1:** 8, 11, 19, 21-2, 26-7, 35; **4:** 6, 11; **10:** 15

**Dow Chemical Canada Inc.**

Background information, **5:** 5, 6

Income tax, payment, position, **5:** 15, 18

National Energy Program

Assessment, **5:** 6, 10, 15, 23-4, 25-6, 30-1

Brief, **5A:** 1-29

Modifications, proposals, **5:** 6-10

Petrochemical Industry Task Force, Report, study and results, **5:** 7-9, 10-1, 15, 19-22, 27

**Dundas, Joe R., Past President, Independent Petroleum Association of Canada; President, Roxy Petroleum**

National Energy Program, **13:** 22, 24, 27, 30, 44

**EARP**

*See*

Environmental Assessment Review Process

**EMR**

*See*

Energy, Mines and Resources Department

**de Bever, M. Leo, directeur, Chase Econometrics Canada; représentant l'Association pétrolière du Canada**  
 Programme énergétique national, **2:** 35

**Démonstration dans les communautés éloignées, Programme (PDCE), 7:** 46-7, 57

**DeMont, M. Philip, attaché de recherches, Division des sciences et de la technologie, Service de recherches, Bibliothèque du Parlement**  
 Programme énergétique national, **6:** 10-6; **7:** 82-3; **10:** 29-30

**Détermination de la participation et du contrôle canadiens, Loi**

Entrée en vigueur, **8:** 6

*Voir aussi*

Investissement étranger, examen, Loi

**Déversement d'hydrocarbures près de l'île Baffin, projet, 3:** 8-9, 10

**Déversements d'hydrocarbures en milieu marin arctique, programme, 3:** 10

**Doody, honorable C. William, sénateur (Harbour Main-Bell Island)**

Programme énergétique national, **1:** 8, 11, 19, 21-2, 26-7, 35; **4:** 6, 11; **10:** 15

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen, **3:** 18; **9:** 20

**Dow Chemical Canada Inc.**

Groupe de travail sur l'industrie de la pétrochimie, Rapport, étude et conclusions, **5:** 7-9, 10-1, 15, 19-22, 27

Impôt, paiement, position, **5:** 15, 18

Information de base, **5:** 5, 6

Programme énergétique national

Évaluation, **5:** 6, 10, 15, 23-4, 25-6, 30-1

Mémoire, **5A:** 30-56

Modifications, propositions, **5:** 6-10

**Droits et libertés, Charte canadienne**

*Voir*

Charte canadienne des droits et libertés

**Dundas, M. Joe R., ancien président, Independent Petroleum Association of Canada; président, Roxy Petroleum**

Programme énergétique national, **13:** 22, 24, 27, 30, 44

**EMR**

*Voir*

Énergie, Mines et Ressources, ministère

**ENERDEMO-Canada** (programme de conservation de l'énergie), **7:** 47, 66

**EPDER**

*Voir*

Ententes concernant les projets de démonstration des économies d'énergie et des énergies renouvelables

**Edge, M. C. Geoffrey, président, Office national de l'énergie**

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen

Discussion, **9:** 9-20

Exposé, **9:** 6-8

**ENERDEMO-Canada** (energy conservation program), 7: 47, 66

## ESRF

*See*

Environmental Studies Revolving Fund

## Economic Council of Canada

Energy study, 10: 7

National Energy Program

Brief, 10A: 1-46

Modifications, proposals, 10: 7-15

## Edge, C. Geoffrey, Chairman, National Energy Board

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review

Discussion, 9: 9-20

Statement, 9: 6-8

## Eglington, Peter, Special Advisor to the Chairman on Energy, Economic Council of Canada

National Energy Program

Discussion, 10: 15-6, 20-3, 25-6, 28-30, 32

Statement, 10: 12-5

## Electricity

Exports, 4: 11, 22-4; 9: 15-6

Generating stations

Coleson Cove, New Brunswick, 7: 58-9

Firing

Carbo-gel process, pilot project, 7: 59-60

Environmental concerns, 7: 54-6

## Energy, Mines and Resources Department (EMR)

Conservation and Non-Petroleum Sector

Budget, 7: 51-3, 62

Programs

Background information, 7: 43-5, 49-50

Demonstration programs, purpose and evaluation, 7: 48

Evaluation, 7: 56-8

List, 7A: 17-23

Purpose, 7: 45-6, 61

Uranium and Nuclear Energy Branch, 7: 54

National Energy Program, briefs, 1A: 1-19; 4A: 1-28; 7A: 1-23; 8A: 1-19

*Organization, Structure and Operations of the Energy Program*, brief, 1A: 1-10

*See also*

Canada Oil and Gas Lands Administration

Geological Survey of Canada

Petroleum Incentives Administration

## Energy Administration Act, 7: 81

## Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review

Motions, documents appended to proceedings, 9: 4, 5, 6, 20

National Energy Program

Briefs submitted

Canadian Automobile Association, 15A: 1-20

Canadian Gas Association, 15A: 27-32

Canadian Methanol Canadian, 15A: 35-59

Canadian Petroleum Association, 2A: 1-24

Canadian Textiles Institute, 15A: 60-4

## Eglington, M. Peter, conseiller spécial du président: problèmes énergétiques, Conseil économique du Canada

Programme énergétique national

Discussion, 10: 15-6, 20-3, 25-6, 28-30, 32

Exposé, 10: 12-5

## Électricité

*Voir*

Énergie électrique

## Énergie, administration, Loi, 7: 81

## Énergie, conservation

Bénéfices secondaires, 7: 44

Industrie, vérifications du rendement énergétique, 7: 50-2

Logement

Isolation, normes, 7: 58, 62

Programmes, 1: 16; 7: 45-6, 50, 51, 56-8, 60, 63

Programmes, aperçu, évaluation, 7: 44-6; 11: 28

Public, attitude, 7: 48, 60-1

*Voir aussi*

Énergie, ressources

## Énergie, Mines et Ressources, ministère (EMR)

*Organisation, les structures et le fonctionnement du programme de l'énergie*, mémoire, 1A: 20-9

Programme énergétique national, mémoires, 1A: 20-40; 4A: 29-56; 7A: 24-50; 8A: 20-39

Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole

Budget, 7: 51-3, 62

Direction de l'uranium et de l'énergie, 7: 54

Programmes

But, 7: 45-6, 61

Démonstration, programmes, but et évaluation, 7: 48

Évaluation, 7: 56-8

Information de base, 7: 43-5, 49-50

Liste, 7A: 43-50

*Voir aussi*

Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

Commission géologique du Canada

## Énergie, Office national

*Voir*

Office national de l'énergie

## Énergie, ressources

Consommation

Analyse, par secteur, 7: 49-50

Conservation, programmes, effet, 1: 19; 7: 49

Réduction, potentiel, 7: 45, 63-4

Statistiques, par habitant, 7: 49, 53

Transports, pourcentage, 7: 52

Énergies de remplacement

Biomasse (industrie forestière), 7: 46

Énergie éolienne, 7: 58

Énergies renouvelables, 7: 46-7, 48, 57, 58, 64-6

Fusion, énergie, 7: 65

Gaz naturel comprimé, 7: 47, 53

Hydrogène, 7: 47, 48, 65

Méthanol, 7: 47-8

Propane, 7: 47, 53, 60-1

**Energy and Natural Resources, Standing Senate Committee—Cont'd****National Energy Program—Cont'd****Briefs submitted—Cont'd**

- Canarctic Ventures Ltd., **15A**: 65-73
- City of Medicine Hat, Alberta, **15A**: 131-9
- City of Whitehorse, Yukon Territory, **16A**: 110-27
- Cyanamid Canada Inc., **15A**: 75-97
- Dow Chemical Canada Inc., **5A**: 1-29
- Economic Council of Canada, **10A**: 1-46
- Energy, Mines and Resources Department, **1A**: 1-19; **4A**: 1-28; **7A**: 1-23; **8A**: 1-19
- Friends of the Earth, **15A**: 100-6
- General Solar Inc., **15A**: 107-9
- Home Oil Company Limited, **6A**: 1-10
- Hunter, S.J., Vancouver, British Columbia, **15A**: 117-22
- Independent Petroleum Association of Canada, **13A**: 1-30
- Lloyd, G.V., Calgary, Alberta, **15A**: 127-30
- Norcen Energy Resources Limited, **15A**: 140-7
- Northern Canada Power Commission, **15A**: 150-8
- Ontario Energy Corporation, **12A**: 1-12
- Ontario Ministry of Energy, **15A**: 159-78
- Ontario Natural Gas Association, **15A**: 179-85
- PanCanadian Petroleum Limited, **16A**: 1-16
- Petroleum Monitoring Agency, **16A**: 17-24
- Petrosar Limited, **16A**: 25-33
- Prince Edward Island, Department of Energy and Forestry, **16A**: 34-42
- Prior, J.G., Vernon, British Columbia, **16A**: 43-54
- Ray, A.K., Gloucester, Ontario, **16A**: 55-8
- Royal Bank of Canada, **16A**: 59-68
- Sierra Club of Western Canada, **16A**: 69-74
- Stelco Inc., **16A**: 75-82
- Suncor Inc., **16A**: 83-93
- Walker, R.L., & Partners Limited, **16A**: 99-109

**Issues**

- Corrections (#2, #5), **6**: 3; **13**: 3
- Reprinting (#1), **10**: 5, 6

**Letters received**

- Canadian Chemical Producers' Association, **15A**: 21-2
- Canadian Electrical Association, **15A**: 23-6
- Canadian Gas Processors Suppliers' Association, **15A**: 33-4
- Chambers, G., Winnipeg, Manitoba, **15A**: 74
- Ford, R., Moncton, New Brunswick, **15A**: 98-9
- Gots, J.G., Guelph, Ontario, **15A**: 110-2
- Grant, D., Windsor, Ontario, **15A**: 113
- Hauck, E.A., Kitchener, Ontario, **15A**: 114-6
- Kabayama, J.E., Nepean, Ontario, **15A**: 123
- Kennedy, C., Saint John, New Brunswick, **15A**: 124
- Lambert, J.D., Kirkland, Quebec, **15A**: 125-6
- Norris, P.J., Edmonton, Alberta, **15A**: 148-9
- Tarc, A., Palmerston, Ontario, **16A**: 94-6
- Wainoco Oil & Gas Limited, **16A**: 97-8
- Willson, B.F., Thornhill, Ontario, **16A**: 128-9

**Motions**

- Documents appended to proceedings, **1**: 8, 11; **2**: 4, 8; **4**: 4, 6; **5**: 3, 4; **6**: 4, 5; **7**: 4, 5, 7, 43; **8**: 4, 5; **10**: 4, 6; **12**: 4, 30; **13**: 5, 7
- Minutes of Proceedings and Evidence, printing, copies, increase, **4**: 4, 5

**Organization meeting, motions, 1: 4-5****Subcommittee on Agenda and Procedure****Reports**

- First, **1**: 5-6
- Second, **1**: 6-7

**Énergie, ressources—Suite****Énergies de remplacement—Suite**

Recherche et développement, fonds, **7**: 47, 48, 58, 66

*Voir aussi*

Énergie atomique

Énergie électrique

Énergie solaire

Pétrole et gaz

**Énergie atomique**

Déchets nucléaires, immersion en mer, **3**: 15-6

Pointe Lepreau, Nouveau-Brunswick, centrale nucléaire, **4**: 23; **7**: 61; **9**: 12, 19

*Voir aussi*

Énergie électrique

**Énergie électrique**

Centrales électriques

Chauffage

Environnement, préoccupations, **7**: 54-6

Gelée de charbon, projet pilote, **7**: 59-60

Coleson Cove, Nouveau-Brunswick, **7**: 58-9

Exportations, **4**: 11, 22-4; **9**: 15-6

**Énergie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent**

Programme énergétique national

Fascicules

Corrections (#2, #5), **6**: 3; **13**: 3

Réimpression (#1), **10**: 5, 6

Lettres reçues

Association canadienne de l'électricité, **15A**: 23-6

Association canadienne des fabricants de produits chimiques, **15A**: 21-2

Association canadienne des fournisseurs des transformateurs en gaz, **15A**: 33-4

Chambers, G., Winnipeg, Manitoba, **15A**: 74

Ford, B., Moncton, Nouveau-Brunswick, **15A**: 98-9

Gots, J.G., Guelph, Ontario, **15A**: 110-2

Grant, D., Windsor, Ontario, **15A**: 113

Hauck, E.A., Kitchener, Ontario, **15A**: 114-6

Kabayama, J.E., Nepean, Ontario, **15A**: 123

Kennedy, C., Saint-Jean, Nouveau-Brunswick, **15A**: 124

Lambert, J.D., Kirkland, Québec, **15A**: 125-6

Norris, P.J., Edmonton, Alberta, **15A**: 148-9

Tarc, A., Palmerston, Ontario, **16A**: 94-6

Wainoco Oil & Gas Limited, **16A**: 97-8

Willson, B.F., Thornhill, Ontario, **16A**: 128-9

**Mémoires soumis**

Agence de surveillance du secteur pétrolier, **16A**: 17-24

Amis de la terre, **15A**: 100-6

Association canadienne des automobilistes, **15A**: 1-20

Association canadienne du gaz, **15A**: 27-32

Association du gaz naturel de l'Ontario, **15A**: 179-85

Association pétrolière du Canada, **2A**: 25-48

Banque royale du Canada, **16A**: 59-68

Canadian Methanol Canadien, **15A**: 35-59

Canarctic Ventures Ltd., **15A**: 65-73

Commission d'énergie du Nord canadien, **15A**: 150-8

Conseil économique du Canada, **10A**: 47-101

Cyanamid Canada Inc., **15A**: 75-97

Dow Chemical Canada Inc., **5A**: 30-56

Énergie, Mines et Ressources, ministère, **1A**: 20-40; **4A**: 29-56; **7A**: 24-50; **8A**: 20-39

General Solar Inc., **15A**: 107-9

Home Oil Company Limited, **6A**: 1-10

Hunter, S.J., Vancouver, Colombie-Britannique, **15A**: 117-22



**Energy conservation**

- Benefits, secondary, 7: 44
- Housing
  - Insulation standards, 7: 58, 62
  - Programs, 1: 16; 7: 45-6, 50, 51, 56-8, 60, 63
- Industry, energy audits, 7: 50-2
- Programs, overview, evaluation, 7: 44-6; 11: 28
- Public, attitude, 7: 48, 60-1
- See also*
- Energy resources

**Energy Research and Development, Panel**

- See*
- Panel for Energy Research and Development

**Energy resources**

- Alternative energy
  - Biomass (forest industry), 7: 46
  - Compressed natural gas (CNG), 7: 47, 53
  - Fusion energy, 7: 65
  - Hydrogen, 7: 47, 48, 65
  - Methanol, 7: 47-8
  - Propane, 7: 47, 53, 60
  - Renewable energy, 7: 46-7, 48, 57, 64-6
  - Research and development, funds, 7: 47, 48, 58, 66
  - Wind energy, 7: 58
- Consumption
  - Analysis, by sector, 7: 49-50
  - Conservation programs, effect, 1: 19; 7: 49
  - Reduction, potential, 7: 45, 63-4
  - Statistics, per capita, 7: 49, 53; 11: 28
  - Transportation, percentage, 7: 52
  - See also*
- Atomic energy
- Electricity
- Gas, natural
- Oil and oil products
- Solar energy

**Environment Canada and the North**, Department of the Environment, 3: 9-10, 21

**Environment Department**

- Co-ordination with other departments, agencies and governments, 3: 5-8, 10, 12-3, 18-9, 20, 21; 14: 8
- Environment Canada and the North*, 3: 9-10, 21
- Environmental Protection Services, 3: 20-1
- Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, position on, 3: 9-11, 14-5, 22
- NOGAP, contribution, 3: 10
- Renewable resources in the North, protection, 3: 10, 11-2, 13, 20
- See also*
- Environmental Studies Revolving Fund

**Énergie et des ressources naturelles, Comité sénatorial permanent—Suite****Programme énergétique national—Suite****Mémoires soumis—Suite**

- Ile-du-Prince-Édouard, ministère de l'Énergie et des Forêts, 16A: 34-42
- Independent Petroleum Association of Canada, 13A: 1-10, 31-51
- Institut canadien des textiles, 15A: 60-4
- Lloyd, G.V., Calgary, Alberta, 15A: 127-30
- Norcen Energy Resources Limited, 15A: 140-7
- Ontario, ministère de l'Énergie, 15A: 159-78
- Ontario Energy Corporation, 12A: 1-12
- PanCanadian Petroleum Limited, 16A: 1-16
- Petrosar Limited, 16A: 25-33
- Prior, J.G., Vernon, Colombie-Britannique, 16A: 43-54
- Ray, A.K., Gloucester, Ontario, 16A: 55-8
- Sierra Club of Western Canada, 16A: 69-74
- Stelco Inc., 16A: 75-82
- Suncor Inc., 16A: 83-93
- Ville de Medicine Hat, Alberta, 15A: 131-9
- Ville de Whitehorse, Territoire du Yukon, 16A: 110-27
- Walker, R.L., & Partners Limited, 16A: 99-109

**Motions**

- Documents annexés aux procès-verbaux, 1: 11; 2: 4, 8; 4: 4, 6; 5: 3, 4; 6: 4, 5; 7: 4, 5, 7, 43; 8: 4, 5; 10: 4, 6; 12: 4, 30; 13: 5, 7

- Procès-verbaux et témoignages, impression, exemplaires, augmentation, 4: 4, 5

**Séance d'organisation, motions, 1: 4-5****Sous-comité du programme et de la procédure****Rapports**

- Premier, 1: 15-6

- Deuxième, 1: 6-7

**Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle, examen**

- Motions, documents annexés aux procès-verbaux, 9: 4, 5, 6, 20

**Énergie nucléaire****Voir**

- Énergie atomique

**Énergie renouvelable de l'industrie forestière, Programme (PERIF), 7: 46-7****Énergie solaire**

- Programmes, 7: 46, 47, 48, 65
- Recherche et développement, fonds, 7: 47, 58, 66
- Technologie, développement, rentabilité, 7: 64-6

**Énergie solaire, Programme de recherche, de développement et de démonstration, 7: 47****Ententes concernant les projets de démonstration des économies d'énergie et des énergies renouvelables (EPDER), 7: 46, 47, 48, 57, 66****Environnement, Fonds renouvelable des études****Voir**

- Fonds renouvelable des études sur l'environnement

**Environnement, ministère**

- Coordination avec d'autres ministères, agences et gouvernements, 3: 5-8, 10, 12-3, 18-9, 20, 21; 14: 19
- Environnement Canada et le Nord*, 3: 9-10, 21
- PIPGN, contribution, 3: 10

- Environmental Advisory Committee on Arctic Marine Transportation**, 3: 10, 19
- Environmental Assessment Review Process (EARP)**, 7: 36; 9: 8-10, 24; 14: 9
- Environmental Studies Revolving Fund (ESRF)**, 3: 5-9, 10, 18; 7: 37-8; 9: 26-7
- FIRA**  
See  
Foreign Investment Review Act
- FIRE**  
See  
Forest Industry Renewable Energy
- Farmer, J., Associate Vice-Chairman, National Energy Board**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, 9: 15-6
- Faulkner, N., Assistant Deputy Minister, Northern Affairs Program, Department of Indian Affairs and Northern Development**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review  
Discussion, 9: 25-36  
Statement, 9: 21-4
- Federal Ice Information Services Program**, 3: 10
- Federal Response to Report of the Special Senate Committee on the Northern Pipeline on Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°**, 9: 20-1, 36; 9A: 171-214; 14: 6, 7, 8
- Foreign Investment Review Act (FIRA)**  
Canadian control of a company, determination, 6: 6-12
- Forest Industry Renewable Energy (FIRE)**, 7: 46
- Friends of the Earth**  
National Energy Program, brief, 15A: 100-6
- GSC**  
See  
Geological Survey of Canada
- Gas, natural**  
Alberta border price, 5: 13; 7: 80  
Demand  
Domestic market, 1: 15; 12: 17  
Petrochemical industry, 5: 5, 10, 27-8  
Exports  
Arctic reserves, potential, 10: 32  
Increase, 13: 12, 29  
Licences, 4: 16  
Price, review, 1: 15; 7: 83  
Regulation, 5: 27  
United States, 1: 12, 15; 2: 14; 5: 29; 11: 9, 10-1, 20; 12: 16; 13: 40-2  
Liquefied natural gas (LNG), transportation, 7: 36; 9: 12-3, 16-7, 27
- Environnement, ministère—Suite**  
Ressources renouvelables dans le Nord, protection, 3: 10, 11-2, 13, 20  
Service de la protection de l'environnement, 3: 20-1  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, position vis-à-vis, 3: 9-11, 14-5, 22  
Voir aussi  
Fonds renouvelable des études sur l'environnement
- Environnement Canada et le Nord, ministère de l'Environnement**, 3: 9-10, 21
- Équipement solaire, Programme d'achat et d'utilisation (PAUES)**, 7: 46, 47, 65
- Farmer, M. J., vice-président associé, Office national de l'énergie**  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen, 9: 15-6
- Faulkner, M. N., sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord, ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen  
Discussion, 9: 25-36  
Exposé, 9: 21-4
- Faune, Service canadien**  
Voir  
Service canadien de la faune
- Fonds renouvelable des études sur l'environnement**, 3: 5-9, 10, 18; 7: 37-8; 9: 26-7
- Garde côtière canadienne**  
Arctique, région, rôle et financement, 9: 26; 14: 23
- Gates, M. John E., gestionnaire, Administration commerciale, Dow Chemical Canada Inc.**  
Programme énergétique national, 5: 7-9
- General Solar Inc.**  
Programme énergétique national, mémoire, 15A: 107-9
- Gera, M. Surendra, économiste, Groupe de recherches sur l'énergie, Conseil économique du Canada**  
Programme énergétique national, 10: 29-31
- Gérin, M. Jacques, sous-ministre, ministère de l'Environnement**  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen, 3: 5-8, 14-5, 17-9, 21-3
- Glaces, Programme fédéral des services d'information**, 3: 10
- Good, M. Len, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**  
Programme énergétique national, 1: 31-2; 4: 7-8, 15-21, 26; 7: 14-5, 20, 30-1; 8: 7, 25-7
- Grafstein, honorable Jerahmiel S., sénateur (Metro Toronto)**  
Programme énergétique national, 10: 16-7, 31-2

**Gas, natural—Cont'd**

## Price

Changes, consumers, effects, **4**: 24; **5**: 22-3; **10**: 11; **13**: 41-2  
 Deregulation, **2**: 9, 10, 14, 19; **5**: 18, 26-7, 28; **7**: 77-8; **10**: 8-12, 17-9, 22, 24-6; **11**: 9, 10-1, 19-21; **12**: 25; **13**: 42-3

## Industrial users

Incentive programme, **1**: 15; **4**: 24; **5**: 21-2

Market price, **5**: 10, 13-4, 22-5

Reduction, 15%, proposal and effects, **5**: 7-9, 10-1, 15, 19-22, 26-7; **7**: 77, 80

Level, interpretations, **5**: 14, 16, 17; **7**: 77

Market price, **11**: 9, 11, 20; **13**: 40-3

Oil price, relationship, **1**: 12, 13, 29; **5**: 8, 30-1; **7**: 77, 80; **10**: 9, 25-6; **11**: 10, 11; **13**: 41, 42-3

Volume, relationship, **5**: 11, 17, 20-3, 27

## Supply

Reserves, surplus, **2**: 14; **4**: 16; **5**: 5, 9-10, 12, 29; **7**: 53; **10**: 8, 9, 11, 17, 22, 23-6; **13**: 12, 23, 29, 41-2

Security, Atlantic provinces, **1**: 19, 20, 28-9; **7**: 61-2; **10**: 14, 24-5; **11**: 18

Taxation, reduction, **1**: 13; **7**: 80

Transportation fuel, **7**: 47, 53

Utility companies, **5**: 10-3, 17, 20-3

*See also*

Arctic regions

Oil and gas exploration

Pipelines

**Gas industry**

*See*

Oil industry

**Gates, John E., Manager, Commercial Administration, Dow Chemical Canada Inc.**

National Energy Program, **5**: 7-9

**General Solar Inc.**

National Energy Program, brief, **15A**: 107-9

**Geological Survey of Canada (GSC)**

Drilling results, interpretation, **7**: 40, 74-5

Funding, **7**: 40, 74-5

Oil and natural gas supply sources, evaluations and forecasts, **2**: 13, 39-40; **4**: 12; **9**: 24; **13**: 18

**Gera, Surendra, Economist, Energy Research Group, Economic Council of Canada**

National Energy Program, **10**: 29-31

**Gérin, Jacques, Deputy Minister, Department of the Environment**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3**: 5-8, 14-5, 17-9, 21-3

**Good, Len, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector, Department of Energy, Mines and Resources**

National Energy Program, **1**: 31-2; **4**: 7-8, 15-21, 26; **7**: 14-5, 20, 30-1; **8**: 7, 25-7

**Grafstein, Hon. Jeremiah S., Senator (Metro Toronto)**

National Energy Program, **10**: 16-7, 31-2

**Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord**

Création, Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord, rôle, **3**: 10, 14, 22; **14**: 18, 24

Statut, **3**: 14-5, 22-3; **9**: 33-4; **14**: 18-20

**Groupe de travail sur l'industrie de la pétrochimie, Rapport**

Aperçu et recommandations, **5**: 7, 8, 27-8; **7**: 77

Dow Chemical Canada Inc., étude et conclusions, **5**: 7-9, 10-1, 15, 19-22, 27; **7**: 77

**Guay, honorable Joseph-Philippe, sénateur (Saint-Boniface)**

Programme énergétique national, **1**: 23-4, 27, 33; **2**: 10-2, 15, 31-4, 39, 46; **4**: 13-5, 23-4; **5**: 16, 22-3

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen, **3**: 7, 15, 18-21, 23; **9**: 31, 35

**Hagg, M. John D., vice-president, Independent Petroleum Association of Canada; président du conseil d'administration, Northstar Resources**

Programme énergétique national, **13**: 21-2

**Harrison, M. Rowland H., directeur général, Gestion des terres, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**

Programme énergétique national, **7**: 27-36

**Haskayne, M. R.F. (Dick), président et directeur général, Home Oil Company Limited**

Programme énergétique national

Discussion, **6**: 9-24

Exposé, **6**: 5-9

**Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills), président du Comité**

Programme énergétique national

Association pétrolière du Canada, position, **2**: 11-2, 22-3, 35, 43, 46-7

Canadianisation, **2**: 33; **4**: 25-7; **10**: 25

Énergie, conservation, **1**: 19; **7**: 60

Fonds renouvelable des études sur l'environnement, **7**: 37-8

Historique, **1**: 9; **7**: 83-4

Independent Petroleum Association of Canada, position, **13**: 39-40

Objectifs, **1**: 9; **2**: 22-4

Pétrole

Autosuffisance, **4**: 5-10, 12; **7**: 8

Prix, **13**: 23

Sécurité des approvisionnements, **1**: 20-1, 25, 27-8

Procédure, **1**: 9-10, 11, 16, 22, 35; **2**: 5, 8, 14, 22, 25, 30, 44, 47; **4**: 5, 6, 8, 10, 22, 27-8; **7**: 7, 8, 39, 43, 58, 66-7, 74, 82, 84; **8**: 5, 10, 32; **10**: 6, 10, 25, 32; **11**: 5, 23, 24; **12**: 5, 9, 30-1; **13**: 7, 8, 22, 24, 25, 27, 34, 40, 44, 45

Processus décisionnel, **12**: 20, 22

Programme d'encouragement du secteur pétrolier, **2**: 41; **4**: 14, 26-7; **7**: 14, 34, 73, 81; **8**: 5-8, 10, 16, 18-23, 27-9; **11**: 12-3; **13**: 32

Taxation et partage des revenus, régime, **2**: 36-9, 42-4; **7**: 67-9; **10**: 19-24, 30; **13**: 14

Terres du Canada, **2**: 42; **4**: 12-3, 15-7; **7**: 8-9, 13, 15, 21, 25-6, 31-7, 70-1, 73-4, 78; **12**: 12; **13**: 38-9



**Guay, Hon. Joseph-Philippe, Senator (St. Boniface)**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3**: 7, 15, 18-21, 23; **9**: 31, 35

National Energy Program, **1**: 23-4, 27, 33; **2**: 10-2, 15, 31-4, 39, 46; **4**: 13-4, 23-4; **5**: 16, 22-3

**Hagg, John D., Vice President, Independent Petroleum Association of Canada; Chairman of the Board, Northstar Resources**

National Energy Program, **13**: 21-2

**Harrison, Rowland H., Director-General, Land Management Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development**

National Energy Program, **7**: 27-36

**Haskayne, R.F. (Dick), President and Chief Executive Officer, Home Oil Company Limited**

National Energy Program

Discussion, **6**: 9-24

Statement, **6**: 5-9

**Hastings, Hon. Earl A., Senator (Palliser-Foothills), Committee Chairman**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review

Environment, protection, **3**: 16-7

*Environment Canada and the North*, **3**: 21

Environmental Studies Revolving Fund, **3**: 5-8, 18; **9**: 26

Interdepartmental co-ordination, **9**: 10-1, 18

Northern Land Use Planning Program, **3**: 21-3; **9**: 29-31

Northern Oil and Gas Action Program, **3**: 8, 22-3; **9**: 24-5, 26

Northern Regulatory Review, **3**: 14-5, 22-3; **9**: 33-4

Procedure, **3**: 5, 9, 14, 21, 23; **9**: 6, 8, 20-1, 36

Recommendations, **3**: 14, 21, 22-3; **9**: 8-9, 18, 24-6, 32, 36

Regulatory processes and regulations, **9**: 8-10, 18-20

Van Horne project, **9**: 17, 25

National Energy Program

Canada lands, **2**: 42; **4**: 12-3, 15-7; **7**: 8-9, 13, 15, 21, 25-6, 31-7, 70-1, 73-4, 78; **12**: 12; **13**: 38-9

Canadian Petroleum Association, position, **2**: 11-2, 22-3, 35, 43, 46-7

Canadianization, **2**: 33; **4**: 25-7; **10**: 25

Decision-making process, **12**: 20, 22

Energy conservation, **1**: 19; **7**: 60

Environmental Studies Revolving Fund, **7**: 37-8

Historical background, **1**: 9; **7**: 83-4

Independent Petroleum Association of Canada, position, **13**: 39-40

Objectives, **1**: 9; **2**: 22-4

Oil

Price, **13**: 23

Security of supply, **1**: 20-1, 25, 27-8

Self-sufficiency, **4**: 5-10, 12; **7**: 8

Petroleum Incentives Program, **2**: 41; **4**: 14, 26-7; **7**: 14, 34, 73, 81; **8**: 5-8, 10, 16, 18-23, 27-9; **11**: 12-3; **13**: 32

Procedure, **1**: 9-10, 11, 16, 22, 35; **2**: 5, 8, 14, 22, 25, 30, 44, 47; **4**: 5, 6, 8, 10, 22, 27-8; **7**: 7, 8, 39, 43, 58, 66-7, 74, 82, 84; **8**: 5, 10, 32; **10**: 6, 10, 25, 32; **11**: 5, 23, 24; **12**: 5, 9, 30-1; **13**: 7, 8, 22, 24, 25, 27, 34, 40, 44, 45

Taxation and revenue sharing system, **2**: 36-9, 42-4; **7**: 67-9; **10**: 19-24, 30; **13**: 14

**Hastings, honorable Earl A., sénateur (Palliser-Foothills), président du Comité—Suite**

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen

Coordination interministérielle, **9**: 10-1, 18

Environnement, protection, **3**: 16-7

*Environnement Canada et le Nord*, **3**: 21

Fonds renouvelable des études sur l'environnement, **3**: 5-8, 18; **9**: 26

Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord, **3**: 14-5, 22-3; **9**: 33-4

Procédure, **3**: 5, 9, 14, 21, 23; **9**: 6, 8, 20-1, 36

Programme d'aménagement des territoires du Nord, **3**: 21-3; **9**: 29-31

Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord, **3**: 8, 22-3; **9**: 24-5, 26

Recommandations, **3**: 14, 21, 22-3; **9**: 8-9, 18, 24-6, 32, 36

Réglementation, processus et les règlements, **9**: 8-10, 18-20

Van Horne, projet, **9**: 17, 25

**Hay, M. J.M., président, Dow Chemical Canada Inc.**

Programme énergétique national

Discussion, **5**: 10-31

Exposé, **5**: 4-7, 9-10

**Hollbach, M. A.R., sous-ministre adjoint, Économies d'énergie et substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**

Programme énergétique national

Discussion, **7**: 49-66

Exposé, **7**: 43-8

**Home Oil Company Limited**

Australie, compagnies pétrolières étrangères, actions, règlements, **6**: 14-5, 20-2

Information de base, **6**: 5-6

PESP, subventions reçues, 1984, **6**: 6

Programme énergétique national

Évaluation, **6**: 6-7, 9

Mémoire, **6A**: 1-10

Modifications, propositions, **6**: 8-15, 17

Projets, **6**: 20

**Horte, Groupe de travail, Rapport**

Voir

Rapport du Groupe de travail sur le coût de la construction des pipe-lines

**Howard, M. John A., vice-président, Independent Petroleum Association of Canada; président, Aberford Resources**

Programme énergétique national, **13**: 19, 27, 32, 39, 42-3

**Hucker, M. J., directeur général, Direction générale de la politique et de la coordination du Nord, ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen, **9**: 32

**IPAC**

Voir

Independent Petroleum Association of Canada

**Île-du-Prince-Édouard**

Énergie et des Forêts, ministère, Programme énergétique national, mémoire, **6A**: 34-42

**Hay, J.M., Chairman of the Board, Dow Chemical Canada Inc.**

National Energy Program  
Discussion, **5**: 10-31  
Statement, **5**: 4-7, 9-10

**Hollbach, A.R., Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources**

National Energy Program  
Discussion, **7**: 49-66  
Statement, **7**: 43-8

**Home Oil Company Limited**

Australia, foreign oil companies, stock regulations, **6**: 14-5, 20-2  
Background information, **6**: 5-6  
National Energy Program  
Assessment, **6**: 6-7, 9  
Brief, **6A**: 1-10  
Modifications, proposals, **6**: 8-15, 17  
PIP grant receipts, 1984, **6**: 6  
Projects, **6**: 20

**Horte Task Force Report**

*See*  
Task Force Report on Pipeline Construction Costs

**Housing**

Energy conservation  
Insulation standards, **7**: 58, 62  
Programs, **1**: 16; **7**: 45-6, 50, 51, 56-8, 60, 63

**Howard, John A., Vice President, Independent Petroleum Association of Canada; President, Aberford Resources**

National Energy Program, **13**: 19, 27, 32, 39, 42-3

**Hucker, J., Director General, Northern Policy and Co-ordination Branch, Department of Indian Affairs and Northern Development**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°, review, 9: 32***IEA**

*See*  
International Energy Agency

**IPAC**

*See*  
Independent Petroleum Association of Canada

**Ice Information Services Program, Federal, 3: 10****Independent Petroleum Association of Canada (IPAC)**

Background information, **13**: 8, 15  
National Energy Program  
Assessment, **13**: 8-11, 12-3, 25-7  
Brief, **13A**: 1-30  
Revenue distribution accruing from crude oil and natural gas, graphs, **13**: 10-1; **13A**: 11-6  
Oil and gas policy proposals, **13**: 11-3; **13A**: 1-10, 17-30

**Indian Affairs and Northern Development Department (DIAND)**

Co-ordination with other departments, agencies and governments, **3**: 5-8, 12-3, 17-9, 20, 21-2; **9**: 11, 30-1, 33-6; **14**: 7, 8, 12  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°, position on, 9: 21-4, 25-6, 30, 32, 35-6*

**Immersion de déchets en mer, Loi, 3: 15, 16****Independent Petroleum Association of Canada (IPAC)**

Information de base, **13**: 8, 15  
Politique pétrolière et gazière, propositions, **13**: 11-3; **13A**: 1-10, 37-51  
Programme énergétique national  
Évaluation, **13**: 8-11, 12-3, 25-7  
Mémoire, **13A**: 1-10, 31-51  
Répartition des revenus provenant du pétrole brut et du gaz naturel, diagrammes, **13**: 10-1; **13A**: 31-6

**Indiens**

*Voir*  
Autochtones

**Industrie pétrochimique**

*Voir*  
Pétrochimie, industrie

**Industrie pétrolière**

*Voir*  
Pétrole et gaz — Industrie

**Institut C.D. Howe**

Programme énergétique national, modifications, propositions, **11**: 6-12

**Institut canadien des textiles**

Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 60-4

**Investissement étranger, examen, Loi**

Contrôle canadien d'une société, détermination, **6**: 6-12

**Isolation thermique des résidences canadiennes, Programme (PITRC), 1: 16; 7: 45, 51, 53, 56-7, 60, 65****Kelly, honorable William McDonough, sénateur (Port Severn)**

Programme énergétique national  
Canadianisation, **12**: 9-11; **13**: 14-5  
Énergie, conservation, **7**: 49, 51-3, 61  
Gaz naturel, **5**: 10-3, 16-7, 20-1, 26-7  
Motions, **2**: 8; **7**: 7; **8**: 5; **13**: 7  
Pétrole  
Approvisionnements, **1**: 17-9; **13**: 17-8  
Autosuffisance, **12**: 12-4  
Prix, **2**: 9-10, 24-5; **13**: 19-22  
Procédure, **11**: 5  
Processus décisionnel, **12**: 19, 20, 22  
Programme d'encouragement du secteur pétrolier, **7**: 9-10; **12**: 14-5  
Taxation et partage des revenus, régime, **13**: 23  
Terres du Canada, **7**: 9-13, 28-9, 31; **12**: 11; **13**: 16, 19

**Kirby, honorable Michael, sénateur (South Shore)**

Programme énergétique national  
Association pétrolière du Canada, position, **2**: 35  
Canadianisation, **2**: 25-6, 29-30; **4**: 18; **7**: 81; **11**: 23, 29; **13**: 17  
Énergie, conservation, **7**: 53-7  
Independent Petroleum Association of Canada, position, **13**: 28-9

**Indian Affairs and Northern Development Department (DIAND)—***Cont'd*

Northern Affairs Program, 9: 34

Northern Project Development, 9: 34-5; 14: 9, 10

Task Force on Northern Conservation, 3: 12-3

*See also*

Canada Oil and Gas Lands Administration

Environmental Studies Revolving Fund

*Federal Response to Report of the Special Senate Committee on the Northern Pipeline on Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°***Indian self-government in Canada: report of the Special Committee (Penner Report), 9: 28-9****Indians***See*

Native peoples

**International Energy Agency (IEA), 1: 19; 11: 18, 28**

Agreement, sharing system, 1: 20, 25; 10: 27; 11: 11-2, 32-3; 12: 12-3

**Kelly, Hon. William McDonough, Senator (Port Severn)**

## National Energy Program

Canada lands, 7: 9-13, 28-9, 31; 12: 11; 13: 16, 19

Canadianization, 12: 9-11; 13: 14-5

Decision-making process, 12: 19, 20, 22

Energy conservation, 7: 49, 51-3, 61

Motions, 2: 8; 7: 7; 8: 5; 13: 7

Natural gas, 5: 10-3, 16-7, 20-1, 26-7

## Oil

Price, 2: 9-10, 24-5; 13: 19-22

Self-sufficiency, 12: 12-4

Supply, 1: 17-9; 13: 17-8

Petroleum Incentives Program, 7: 9-10; 12: 14-5

Procedure, 11: 5

Taxation and revenue sharing system, 13: 23

**Kirby, Hon. Michael, Senator (South Shore)**

## National Energy Program

Canada lands, 7: 15-7, 25, 30-1, 34-5, 79-80; 8: 14-8

Canadian Petroleum Association, position, 2: 35

Canadianization, 2: 25-6, 29-30; 4: 18; 7: 81; 11: 23, 29; 13: 17

Decision-making process, 12: 15-22, 29-30

Energy conservation, 7: 53-7

Fiscal regime, international comparisons, 1: 29-31; 7: 25-6, 28

Independent Petroleum Association of Canada, position, 13: 28-9

Motions, 7: 43; 12: 30

## Oil

Federal-provincial agreements, 7: 17-9

Price, 1: 29; 2: 12-3, 26-8; 4: 17, 20-1; 11: 13-5; 13: 21

Security of supply, 1: 23; 11: 17-9

Petroleum Incentives Program, 1: 30-3; 2: 26, 28-9; 4: 21-2;

8: 13-4, 16-7, 20, 24-6; 13: 17, 30-2

Procedure, 4: 8, 22; 8: 10; 11: 25, 34

Taxation and revenue sharing system, 4: 18-9, 21; 11: 16-7; 13: 25-8, 32-3

**Kirby, honorable Michael, sénateur (South Shore)—*Suite***Programme énergétique national—*Suite*

Motions, 7: 43; 12: 30

## Pétrole

Accords fédéraux-provinciaux, 7: 17-9

Prix, 1: 29; 2: 12-3, 26-8; 4: 17, 20-1; 11: 13-5; 13: 21

Sécurité des approvisionnements, 1: 23; 11: 17-9

Procédure, 4: 8, 22; 8: 10; 11: 25, 34

Processus décisionnel, 12: 15-22, 29-30

Programme d'encouragement du secteur pétrolier, 1: 30-3; 2: 26, 28-9; 4: 21-2; 8: 13-4, 16-7, 20, 24-6; 13: 17, 30-2

Régime fiscal, comparaisons internationales, 1: 29-31; 7: 25-6, 28

Taxation et partage des revenus, régime, 4: 18-9, 21; 11: 16-7; 13: 25-8, 32-3

Terres du Canada, 7: 15-7, 25, 30-1, 34-5, 79-80; 8: 14-8

**Lazar, M. H., administrateur adjoint, Politiques, décisions et des cas spéciaux, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**  
Programme énergétique national, 8: 9, 15-8, 21-4, 27-8, 30**Le Moyne, honorable Jean, sénateur (Rigaud)**

Programme énergétique national, 1: 22; 4: 10-1, 22-3; 7: 19-20, 70, 72-3; 8: 19; 10: 6

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle*, examen, 3: 15; 9: 15-6**LeNeveu, M. A.E., directeur général, Direction du charbon et des énergies de remplacement, Économies d'énergie et substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**  
Programme énergétique national, 7: 59**Lessons from the National Energy Program, Edward A. Carmichael et James K. Stewart, 11: 4, 5, 6, 16****Logement**

## Énergie, conservation

Isolation, normes, 7: 58, 62

Programmes, 1: 16; 7: 45-6, 50, 51, 56-8, 60, 63

**Loi constitutionnelle de 1982**

Discussion, Art. 35 - Droits des peuples autochtones du Canada, 9: 32

*Voir aussi*

Charte canadienne des droits et libertés

**Loi sur l'administration de l'énergie***Voir*

Énergie, administration, Loi

**Loi sur l'examen de l'investissement étranger***Voir*

Investissement étranger, examen, Loi

**Loi sur l'immersion de déchets en mer***Voir*

Immersion de déchets en mer, Loi

**Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens***Voir*

Détermination de la participation et du contrôle canadiens, Loi

**Loi sur le pétrole et le gaz du Canada***Voir*

Pétrole et gaz du Canada, Loi

**Lazar, H. Deputy Administrator, Policy, Rulings and Special Cases, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources**

National Energy Program, 8: 9, 15-8, 21-4, 27-8, 30



**Le Moyne, Hon. Jean, Senator (Rigaud)**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3**: 15; **9**: 15-6  
National Energy Program, **1**: 22; **4**: 10-1, 22-3; **7**: 19-20, 70, 72-3; **8**: 19; **10**: 6

**LeNeveu, A.E., Director General, Coal and Alternative Energy Branch, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources**  
National Energy Program, **7**: 59

*Lessons from the National Energy Program*, Edward A. Carmichael and James K. Stewart, **11**: 4, 5, 6, 16

**Lucier, Hon. Paul, Senator (Yukon), Committee Deputy Chairman**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **9**: 11-3, 27-9  
National Energy Program, **8**: 8-9, 21-2

**Macpherson, Andrew H., Regional Director General, Western and Northern Region, Department of the Environment**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3**: 16, 19-21

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°, Report of the Special Senate Committee on the Northern Pipeline*  
Environment Department, position on, **3**: 9-11, 14-5, 22  
Indian Affairs and Northern Development Department, position on, **9**: 21-4, 25-6, 30, 32, 35-6  
National Energy Board, position on, **9**: 6-10, 13-4, 18-20  
Recommendations  
Discussion, **3**: 10-1, 14-5, 22; **9**: 7-10, 13-4, 18-20, 21-6, 30, 32, 35-6; **14**: 7-13  
List and status, **14**: 14-6  
*See also*  
*Federal Response to Report of the Special Senate Committee on the Northern Pipeline on Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*

**Marriott, Charles, Director General, Energy Conservation and Oil Substitution, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources**  
National Energy Program, **7**: 51-2, 58, 60

**Medicine Hat, Alberta**  
National Energy Program, brief, **15A**: 131-9

**Molgat, Hon. Gildas L., Senator (Ste. Rose)**  
National Energy Program, **2**: 14, 30, 41-2

**Morgan, Gwyn, President, Independent Petroleum Association of Canada; President, Alberta Energy Company Oil and Gas**  
National Energy Program  
Discussion, **13**: 14-7, 23-34, 36-45  
Statement, **13**: 8-13

**Murray, Hon. Lowell, Senator (Grenville-Carleton)**  
National Energy Program, **6**: 22-3

**Myers, Lynne C., Research Officer, Science and Technology Division, Research Branch, Library of Parliament**  
National Energy Program, **7**: 66

**Loi sur le programme d'encouragement du secteur pétrolier**  
*Voir*  
Programme d'encouragement du secteur pétrolier, Loi

**Lucier, honorable Paul, sénateur (Yukon), vice-président du Comité**  
Programme énergétique national, **8**: 8-9, 21-2  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle*, examen, **9**: 11-3, 27-9

**Macpherson, M. Andrew H., directeur général régional pour la région de l'Ouest et du Nord, ministère de l'Environnement**  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle*, examen, **3**: 16, 19-21

**Marriott, M. Charles, directeur général, Économies d'énergie et substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**  
Programme énergétique national, **7**: 51-2, 58, 60

**Medicine Hat, Alberta**  
Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 131-9

**Molgat, honorable Gildas L., sénateur (Ste-Rose)**  
Programme énergétique national, **2**: 14, 30, 41-2

**Morgan, M. Gwyn, président, Independent Petroleum Association of Canada; président, Alberta Energy Company Oil and Gas**  
Programme énergétique national  
Discussion, **13**: 14-7, 23-34, 36-45  
Exposé, **13**: 8-13

**Murray, honorable Lowell, sénateur (Grenville-Carleton)**  
Programme énergétique national, **6**: 22-3

**Myers, Mme Lynne C., attachée de recherche, Division des sciences et de la technologie, Service de recherche, Bibliothèque du Parlement**  
Programme énergétique national, **7**: 66

**Navires, construction, industrie**  
*Voir*  
Construction navale, industrie

**Nielsen, M. A.R. (Arne), président du conseil d'administration et directeur exécutif, Canadian Superior Oil Ltd; représentant l'Association pétrolière du Canada**  
Programme énergétique national  
Discussion, **2**: 9-14, 23-4, 28, 30-7, 40-7  
Exposé, **2**: 5-8

**Norcen Energy Resources Limited**  
Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 140-7

**Nord canadien, mise en valeur des hydrocarbures**  
*Voir*  
Arctique, région — Hydrocarbures, mise en valeur

**Nouveau-Brunswick**  
Centrales électriques  
Chatham, gelée de charbon, projet pilote, **7**: 59-60  
Coleson Cove, **7**: 58-9

**NEB***See*

National Energy Board

**NEP***See*

National Energy Program

**NLUP***See*

Northern Land Use Planning Program

**NOGAP***See*

Northern Oil and Gas Action Program

**National Energy Board (NEB)**Co-ordination with other agencies and departments, **9**: 8, 10-1, 16, 18, 19-20, 34; **14**: 6, 7-8Electricity, exports, hearings, **9**: 15-6*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*Position on, **9**: 6-10, 13-4, 18-20Review, brief, **9A**: 1-82Natural gas, export licences, **4**: 16

Oil

Exports, policies, background information, **2**: 45Supply, forecasts, **2**: 46; **10**: 28-9*Response to the Recommendations contained in the Task Force Report on Pipeline Construction Costs*, **9**: 7; **9A**: 37-82**National Energy Program (NEP)**

Assessments

Canadian Petroleum Association, **2**: 7-8, 11, 22-4, 29, 34-5, 47; **7**: 67, 69C.D. Howe Institute, **11**: 6, 25-6, 29-30Cost-benefit analysis approach, criticism, **12**: 5-6, 28-9Dow Chemical Canada Inc., **5**: 6, 10, 15, 23-4, 25-6, 30-1Home Oil Company Limited, **6**: 6-7, 9Independent Petroleum Association of Canada, **13**: 8-11, 12-3, 25-7Oil industry, reported, **1**: 26-7; **12**: 16-7Ontario Energy Corporation, **12**: 5-9, 28-9Auditor General of Canada, review, recommendations, **1**: 10, 16; **7**: 73, 81; **8**: 5-7, 11, 30Decision-making process, consultations, **2**: 38-9; **7**: 68-9, 82-3; **11**: 5-6, 30-1, 33-4; **12**: 5-9, 15-23, 28-30Fiscal regime, international comparisons, **1**: 29-31; **4**: 5; **4A**: 21-5; **6**: 22-4; **7**: 22, 25-31, 78-9; **13**: 39Historical background, **1**: 9, 11; **7**: 83-4

Modifications, proposals

Canadian Petroleum Association, **2**: 18-21, 26, 28-9, 30-1, 41C.D. Howe Institute, **11**: 6-12Dow Chemical Canada Inc., **5**: 6-7Economic Council of Canada, **10**: 7-15Home Oil Company Limited, **6**: 8-15, 17Independent Petroleum Association of Canada, **13**: 11-3Objectives, **1**: 9, 11-4, 17, 32; **2**: 22-3; **3**: 13-4; **4**: 18, 25-6; **7**: 8-9, 70-1, 73-4, 79; **8**: 13, 24; **12**: 7; **13**: 8, 25Pricing system, changes, proposals, **2**: 9, 12-3, 19-20; **5**: 7-10; **10**: 7-15, 17-9, 21-4, 27-32; **11**: 6-15, 17-8, 21-3, 26-8, 31; **12**: 13-4, 24-7; **13**: 13, 19-23, 39-43**Nouvelle-Écosse**Centrales électriques, chauffage, préoccupations environnementales et économiques, **7**: 55-6Exploitation au large des côtes, accord fédéral-provincial, **1**: 16; **7**: 17-8Forage au large des côtes, augmentation, **7**: 21Retombées canadiennes, programme, **7**: 17, 19**ONÉ***Voir*

Office national de l'énergie

**OPEP***Voir*

Organisation des pays exportateurs de pétrole

**Office national de l'énergie (ONÉ)**Coordination avec d'autres agences et ministères, **9**: 8, 10-1, 16, 18, 19-20, 34; **14**: 17-8Énergie électrique, exportations, audiences, **9**: 15-6Gaz naturel, permis d'exportation, **4**: 16

Pétrole

Approvisionnements, prévisions, **2**: 46; **10**: 28-9Exportations, politiques, information de base, **2**: 45*Réponse aux recommandations contenues dans le Rapport du Groupe de travail sur le coût de la construction des pipe-lines*, **9**: 7; **9A**: 120-70*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle*Examen, mémoire, **9A**: 83-70Position vis-à-vis, **9**: 6-10, 13-4, 18-20**Ontario**Énergie, ministère, Programme énergétique national, mémoire, **15A**: 159-78**Ontario Energy Corporation**

Programme énergétique national

Évaluation, **12**: 5-9, 28-9Mémoire, **12A**: 1-12**Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)**Prix, politiques, **1**: 11; **11**: 13-4; **13**: 19-21**PAUES***Voir*

Programme d'achat et d'utilisation d'équipement solaire

**PCRP***Voir*

Programme canadien de remplacement du pétrole

**PDCE***Voir*

Programme de démonstration dans les communautés éloignées

**PEEE***Voir*

Processus d'examen des évaluations environnementales

**PEN***Voir*

Programme énergétique national

**National Energy Program (NEP)—Cont'd**

- Senate, review, purpose and role, **1**: 9, 10; **12**: 7-8, 29-30
- Taxation and revenue sharing system, changes, proposals, **2**: 19-20, 36, 43-4; **4**: 20-1; **5**: 6-7, 15-6, 19-20, 25, 29; **7**: 68-9; **10**: 7-15, 17-23, 27-32; **11**: 8-9, 16-7, 24-5, 31; **13**: 11-6, 23-8, 30-40
- Unpredictability of international situation, effect, **1**: 16, 32; **11**: 6, 8-9, 11-2, 17-9, 20-2
- See also*
- Oil and gas exploration

**Native peoples**

- Arctic regions
  - Elected northern governments, role, **3**: 11, 16
  - Land claims, **3**: 11, 12, 13; **9**: 22, 24, 28-9, 32, 33; **14**: 12
  - Political development, **3**: 11; **9**: 27-9
  - Renewable resources, conservation, management, **3**: 10, 11-2, 13, 20; **9**: 28-9
  - Training and employment, **3**: 11, 12; **7**: 16, 22-5; **9**: 10, 16, 26, 27-9
- Indian self-government, **9**: 28-9

**New Brunswick**

- Electricity generating stations
  - Chatham, carbo-gel process pilot project, **7**: 59-60
  - Coleson Cove, **7**: 58-9

**Newfoundland**

- Drilling, offshore, increase, **7**: 21
- Employment, hiring, priorities, **7**: 17
- Offshore development, federal-provincial agreement, lack, **1**: 16, 23; **7**: 17-9, 72; **12**: 20

**Nielsen, A.R. (Arne), Chairman of the Board and Chief Executive Officer, Canadian Superior Oil Ltd.; representing the Canadian Petroleum Association**

- National Energy Program
  - Discussion, **2**: 9-14, 23-4, 28, 30-7, 40-7
  - Statement, **2**: 5-8

**Norcen Energy Resources Limited**

- National Energy Program, brief, **15A**: 140-7

**Northern Canada, hydrocarbon development**

- See*
- Arctic regions — Hydrocarbon development

**Northern Canada Power Commission**

- National Energy Program, brief, **15A**: 150-8

**Northern Land Use Planning Program (NLUP)**

- Establishment, Special Senate Committee on the Northern Pipeline, role, **3**: 10, 14, 21; **9**: 30; **14**: 12, 13
- Purpose, role, **3**: 22; **9**: 29-30; **14**: 12
- Status, **3**: 22-3; **9**: 30-1

**Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP)**

- Budget, **3**: 8, 23; **9**: 22, 24, 31; **14**: 10
- Environment Department, contribution, **3**: 10
- Establishment, Special Senate Committee on the Northern Pipeline, role, **3**: 10, 14, 19, 22-3; **9**: 22-3, 24; **14**: 10-2, 13
- Purpose, role, **3**: 8, 10, 19; **9**: 24-7, 31; **14**: 10-2
- Status, **3**: 22-3

**PERIF**

- Voir*
- Programme d'énergie renouvelable de l'industrie forestière

**PESP**

- Voir*
- Programme d'encouragement du secteur pétrolier

**PIPGN**

- Voir*
- Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord

**PITRC**

- Voir*
- Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes

**PanCanadian Petroleum Limited**

- Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 1-16

**Penner, Rapport**

- Voir*
- Autonomie politique des Indiens au Canada: rapport du Comité spécial*

**Penney, M. C.G., administrateur, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**

- Programme énergétique national
  - Discussion, **8**: 6-22, 24-5, 27-32
  - Exposé, **8**: 5

**Petro-Canada**

- Canadianisation de l'industrie pétrolière, rôle, **2**: 25-6
- Rôle, **1**: 11; **11**: 22-3; **12**: 9
- Sables bitumineux, usine, **1**: 14-5; **4**: 7, 16

**Pétrochimie, industrie**

- Charges d'alimentation
  - Demande
    - Gaz naturel, **5**: 5, 10, 27-8
    - Pétrole brut, **5**: 30
  - Prix, réduction, proposition et effets, **5**: 7-9, 10-1, 15, 19-22, 26-7; **7**: 77, 80
- Concurrence sur le marché mondial, **5**: 5-6, 12, 13-5, 23-4, 25-6, 31
- Information de base, **5**: 4-5
- Production, coûts attribuables au gaz naturel, **5**: 18
- Programme énergétique national, impact, **5**: 6, 15, 23-4, 25-6, 30-1
- Usine à la tête de puits, faisabilité, **5**: 17-8
- Ventes à l'étranger et au pays, comparaison, **5**: 27-9
- Voir aussi*
- Pétrole et gaz
- Programme énergétique national

**Pétrole, Programme canadien de remplacement (PCRP), **1**: 16; **7**: 52, 53**

- Voir aussi*
- Pétrole et gaz — Pétrole — Substitution

**Pétrole et gaz**

- Exploration
  - Dépenses, prévisions, **2**: 14-5



**Northern Regulatory Review**

- Establishment, Special Senate Committee on the Northern Pipeline, role, **3**: 10, 14, 22; **14**: 7, 13
- Status, **3**: 14-5, 22-3; **9**: 33-4; **14**: 7, 8

**Northwest Territories**

- Division, **9**: 29, 32
- Government, hydrocarbon development, role, **3**: 12-3, 22, 23; **9**: 8, 10-1, 16, 22, 28-9, 30-1; **14**: 8, 9, 13
- See also*
- Native peoples

**Nova Scotia**

- Canada Benefits Program, **7**: 17, 19
- Drilling, offshore, increase, **7**: 21
- Electric generating stations, firing, environmental and economic concerns, **7**: 55-6
- Offshore development, federal-provincial agreement, **1**: 16; **7**: 17-8

**Nuclear fission energy**

- See*
- Atomic energy

**OPEC**

- See*
- Organization of Petroleum Exporting Countries

**Ocean Dumping Control Act, 3**: 15, 16**Oil and gas exploration**

- Drilling
  - Costs, **7**: 9, 20-1, 42
  - Rigs (offshore) and supply vessels, **1**: 34-5; **4**: 6, 27; **4A**: 26-8; **8**: 11-2, 28-9
- Expenditures, forecast, **2**: 14-5
- Industry, increased revenues, effect, **10**: 7-15, 19-24, 27-32; **11**: 9-10; **12**: 14, 24-5; **13**: 12, 28-9
- Locations
  - Beaufort Sea region, **3**: 22; **4**: 26-7; **6**: 19-20; **7**: 20-1, 32-4, 36, 41-2; **8**: 15, 17, 28-9; **9**: 13, 22; **10**: 13-4; **11**: 17; **14**: 10
  - Frontier and offshore, **1**: 16, 19, 27; **2**: 30, 39; **4**: 6; **7**: 75-6; **11**: 11-3, 17-8, 22, 32; **12**: 8, 23-4; **13**: 15-6, 18-9
  - Hibernia, **1**: 22-4; **4**: 7-10, 12, 21; **7**: 34-5, 41-2, 72; **8**: 25-6; **10**: 14
  - Lancaster Sound, Northwest Territories, **3**: 13, 16-8; **7**: 36-7, 39; **8**: 29-30
  - Sable Island, **1**: 20, 28; **6**: 20
  - Venture, **1**: 20; **4**: 12-3; **7**: 34-5, 41, 62, 72; **8**: 25-6; **9**: 12, 19; **10**: 14, 24-5
  - Western sedimentary basin, **1**: 14; **2**: 39 **10**: 12-3, 21-2, 30; **12**: 17; **13**: 8, 17-8
- Megaprojects, **2**: 41; **3**: 22; **6**: 16, 17; **10**: 13; **11**: 9
- Natural gas, drilling activity, decrease, **1**: 15
- See also*
- Arctic regions
- Canada lands
- Gas, natural
- Oil and oil products

**Oil and oil products**

- Demand, reduction, **1**: 12, 19; **4**: 7; **8**: 30; **11**: 7, 9, 15; **12**: 23
- Enhanced oil recovery (EOR), **1**: 14, 19; **2**: 22, 25; **10**: 12-3, 22; **12**: 26
- Exports, **1**: 12-3, 17, 23-4; **2**: 45-6; **10**: 27; **12**: 12; **13**: 12

**Pétrole et gaz—Suite****Exploration—Suite****Emplacements**

- Bassin sédimentaire de l'Ouest, **1**: 14; **2**: 39; **10**: 12-3, 21-2, 30; **12**: 17; **13**: 8, 17-8
- Hibernia, **1**: 22-4; **4**: 7-10, 12, 21; **7**: 34-5, 41-2, 72; **8**: 25-6; **10**: 14
- Ile de Sable, **1**: 20, 28; **6**: 20
- Lancaster, détroit, Territoires du Nord-Ouest, **3**: 13, 16-8; **7**: 36-7, 39; **8**: 29-30
- Mer de Beaufort, région, **3**: 22; **4**: 26-7; **6**: 19-20; **7**: 20-1, 32-4, 36, 41-2; **8**: 15, 17, 28-9; **9**: 13, 22; **10**: 13-5; **11**: 17; **14**: 21-2
- Régions pionnières et au large des côtes, **1**: 16, 19, 27; **2**: 30, 39; **4**: 6; **7**: 75-6; **11**: 11-3, 17-8, 22, 32; **12**: 8, 23-4; **13**: 15-6, 18-9
- Venture, **1**: 20; **4**: 12-3; **7**: 34-5, 41, 62, 72; **8**: 25-6; **9**: 12, 19; **10**: 14, 24-5

**Forage**

- Coûts, **7**: 9, 20-1, 42
- Installations et navires de forage en mer, **1**: 34-5; **4**: 6, 27; **4A**: 54-6; **8**: 11-2, 28-9
- Industrie, augmentation des revenus, effet, **10**: 7-15, 19-24, 27-32; **11**: 9-10; **12**: 14, 24-5; **13**: 12, 28-9
- Mégaprojets, **2**: 41; **3**: 22; **6**: 16, 17; **10**: 13; **11**: 9

**Gaz naturel**

- Alberta, prix à la frontière, **5**: 13; **7**: 80
- Approvisionnements
  - Réserves, excédents, **2**: 14; **4**: 16; **5**: 5, 9-10, 12, 29; **7**: 53; **10**: 8, 9, 11, 17, 22, 23-6; **13**: 12, 23, 29, 41-2
- Sécurité, provinces de l'Atlantique, **1**: 19, 20, 28-9; **7**: 61-2; **10**: 14, 24-5; **11**: 18

**Demande**

- Marché intérieur, **1**: 15; **12**: 17
- Pétrochimie, industrie, **5**: 5, 10, 27-8

**Exportations**

- Arctique, réserves, potentiel, **10**: 32
- Augmentation, **13**: 12, 29
- États-Unis, **1**: 12, 15; **2**: 14; **5**: 29; **11**: 9, 10-1, 20; **12**: 16; **13**: 40-2
- Permis, **4**: 16
- Prix, examen, **1**: 15; **7**: 83
- Réglementation, **5**: 27

**Forage, activités, diminution, 1**: 15**Gaz naturel liquéfié (GNL), transport, 7**: 36; **9**: 12-3, 16-7, 27**Prix**

- Changements, consommateurs, effets, **4**: 24; **5**: 22-3; **10**: 11; **13**: 41-2
- Déréglementation, **2**: 9, 10, 14, 19; **5**: 18, 26-7, 28; **7**: 77-8; **10**: 8-12, 17-9, 22, 24-6; **11**: 9, 10-1, 19-21; **12**: 25; **13**: 42-3
- Industrie, utilisateurs
  - Encouragement, mesures, **1**: 15; **4**: 24; **5**: 21-2
  - Marché, prix, **5**: 7, 10, 13-4, 22-5
  - Réduction, 15%, proposition et effets, **5**: 7-9, 10-1, 15, 19-22, 26-7; **7**: 77, 80
- Marché, **11**: 9, 11, 20; **13**: 40-3
- Niveau, interprétations, **5**: 14, 16, 17; **7**: 77

**Industrie**

- Activité, niveau, situation actuelle, potentiel, **2**: 5-9, 16, 37; **13**: 9, 11-2
- Canadianisation, **1**: 13; **2**: 17, 20-1, 25-6, 29-30, 33-4; **4**: 18, 25-6; **6**: 6-9, 11-3; **7**: 81; **10**: 16-7; **11**: 6, 22-30; **12**: 8-11, 14-5; **13**: 11, 15-7
- Dépenses, prévisions, **2**: 14-5
- Exploitation, accords, **4**: 15; **7**: 36
- Liquidité, prévisions, **2**: 16
- Production, faisabilité économique, décision, **1**: 33; **4**: 10, 12
- Profits, taux de rendement, **2**: 7, 10-1; **13**: 10, 22, 23, 26-7, 36-8

**Oil and oil products—Cont'd**

Federal-provincial agreements, **11**: 5-6, 8, 16-7

Canada-Alberta agreement, **1**: 12; **2**: 36-7, 39; **11**: 16-7, 31; **13**: 13, 37

Canada-Newfoundland, lack, **1**: 16, 23; **7**: 17-9, 72; **12**: 20

Canada-Nova Scotia agreement, **1**: 16; **7**: 17-8

Heavy oil, **1**: 15; **2**: 42; **10**: 22, 27; **12**: 12-3; **13**: 12, 18, 22, 30

Oil sands

*See below* Tar sands

Petroleum compensation charge, **1**: 25; **11**: 10; **13**: 10

Price

Deregulation, **10**: 8-12, 17-9, 22, 29; **11**: 7, 10; **12**: 13-4, 24-5, 26-7; **13**: 13, 22, 42

Floor price, **2**: 44; **4**: 20-1; **13**: 40-1

Government intervention, **2**: 9-10, 14, 19, 26-8, 44; **4**: 20; **11**: 14-5; **12**: 27; **13**: 21-3

Increase, consumers, effect, **2**: 14, 27-8; **4**: 20; **10**: 11, 23-4, 25-6; **11**: 10, 18, 20-1, 26-8; **12**: 25-7; **13**: 13, 22-4

Made-in-Canada, blended price, **1**: 11-2, 29-30; **11**: 6, 8, 9; **12**: 18

Market price, **2**: 24; **11**: 13-5

New oil reference price (NORP), **1**: 11; **2**: 12; **10**: 22-3; **11**: 13

Shocks, sudden increases, impact, **10**: 27; **11**: 10, 18, 20-1, 26-8; **12**: 27; **13**: 19-21

World price, **1**: 9, 11-3; **2**: 24; **10**: 8-9; **11**: 13-4, 27-8; **13**: 21

Production

Costs, **10**: 12-6, 17-8, 20

Forecasts, **1**: 19; **4**: 6-9, 16-7; **7**: 14, 35, 71; **8**: 15, 25; **12**: 26

Revenues, division between government and industry, **1**: 13-4, 35; **2**: 36-8; **4**: 18-20; **7**: 67-8; **12**: 14; **13**: 10-1, 13-4

Spills, **3**: 8-9, 10, 18

Substitution (off-oil)

Charge, proposal, **10**: 8, 11, 18

Initiatives, **1**: 11, 16; **4**: 23; **5**: 29-30; **7**: 44, 45, 48, 52, 61-3; **12**: 17; **13**: 42

Supply

Reserves, **1**: 14, 17; **2**: 39-40; **4**: 16-7; **7**: 42; **8**: 14-5; **10**: 21, 27-9; **12**: 12-3, 24; **13**: 12, 18, 29-30

Security

Atlantic provinces, eastern Canada, **1**: 19-26, 27-8; **4**: 6; **4A**: 12-20; **7**: 61-2; **11**: 9, 18

Imports, **1**: 17-9, 21, 24-5; **4**: 6; **12**: 12; **13**: 44

Self-sufficiency, **1**: 12-3, 17; **2**: 17, 22-3, 45; **4**: 5-12; **8**: 13, 30; **10**: 26-7; **11**: 15, 17-9; **12**: 8, 12-4, 23-4, 28; **13**: 28-30, 36

Strategic reserves, **2**: 45; **11**: 9, 18-9, 33

Shocks, unpredictability of international situation, **11**: 9, 11-2, 14, 17-8, 33; **12**: 12, 24, 27, 30; **13**: 20

Sources, **1**: 18-9; **2**: 13, 22, 25, 39-40; **4**: 6; **8**: 13; **10**: 7-8; **11**: 17; **12**: 13, 23, 26; **13**: 17-8, 29-30

Surplus, effect on economy, **10**: 23-4

Supply and demand, forecasts, **2**: 22, 36, 39-40, 46; **4**: 5-8; **4A**: 1-11

Tar sands, **1**: 14-6, 19; **2**: 42-4; **4**: 17; **6**: 16-7; **7**: 68, 76-7; **8**: 19; **10**: 13; **12**: 10, 25-6; **13**: 18, 36

*See also*

Arctic regions

Energy conservation

Petroleum and gas revenue tax

Pipelines

**Oil industry**

Activity level, current situation, potential, **2**: 15-9, 16, 37; **13**: 9, 11-2

Canadianization, **1**: 13; **2**: 17, 20-1, 25-6, 29-30, 33-4; **4**: 18, 25-6; **6**: 6-9, 11-3; **7**: 81; **10**: 16-7; **11**: 6, 22-30; **12**: 8-11, 14-5; **13**: 11, 15-7

**Pétrole et gaz—Suite**

Industrie—Suite

Revenus

Augmentation, effet, **2**: 9-11, 37-8; **10**: 7-17, 19-24, 27-32; **11**: 9-10; **12**: 14, 24-5; **13**: 11-3, 28-31, 39-42

Part, **1**: 13-4; **2**: 38; **4**: 18-20; **7**: 67-8; **13**: 10-1, 13-4

Réinvestissement, **2**: 15-6, 19, 25; **10**: 16-7, 31; **13**: 40

Sociétés étrangères

Filiales canadiennes, définition du contrôle canadien, proposition, **6**: 8, 9-12

Revenus, réinvestissement au Canada, **2**: 25; **10**: 16-7

Terres du Canada, **4**: 15; **7**: 21-2, 25-9, 31-4, 35-6, 71-2; **8**: 22-3, 30-1

Taxation sans représentation, position, **2**: 40-1

Viabilité, **2**: 23-4, 33-4; **13**: 19-20

Pétrole

Accords fédéraux-provinciaux, **11**: 5-6, 8, 16-7

Accord Canada—Alberta, **1**: 12; **2**: 36-7, 39; **11**: 16-7, 31; **13**: 13, 37

Accord Canada—Nouvelle-Écosse, **1**: 16; **7**: 17-8

Accord Canada—Terre-Neuve, absence, **1**: 16, 23; **7**: 17-9, 72; **12**: 20

Approvisionnements

Excédent, effet sur l'économie, **10**: 23-4

Pénuries soudaines, imprévisibilité de la situation internationale, **11**: 9, 11-2, 14, 17-8, 33; **12**: 12, 24, 27, 30; **13**: 20

Réserves, **1**: 14, 17; **2**: 39-40; **4**: 16-7; **7**: 42; **8**: 14-5; **10**: 21, 27-9; **12**: 12-3, 24; **13**: 12, 18, 29-30

Sécurité

Autosuffisance, **1**: 12-3, 17; **2**: 17, 22-3, 45; **4**: 5-12; **8**: 13, 30; **10**: 26-7; **11**: 15, 17-9; **12**: 8, 12-4, 23-4, 28; **13**: 28-30, 36

Importations, **1**: 17-9, 21, 24-5; **4**: 6; **12**: 12; **13**: 44

Provinces de l'Atlantique, Canada de l'Est, **1**: 19-26, 27-8; **4**: 6; **4A**: 40-8; **7**: 61; **11**: 9, 18

Réserves stratégiques, **2**: 45; **11**: 9, 18-9, 33

Sources, **1**: 18-9; **2**: 13, 22, 25, 39-40; **4**: 6; **8**: 13; **10**: 7-8; **11**: 17; **12**: 13, 23, 26; **13**: 17-8, 29-30

Demande, réduction, **1**: 12, 19; **4**: 7; **8**: 30; **11**: 7, 9, 25; **12**: 23

Déversements, **3**: 8-9, 10, 18

Exportations, **1**: 12-3, 17, 23-4; **2**: 45-6; **10**: 27; **12**: 12; **13**: 12

Indemnisation pétrolière, prélèvement, **1**: 25; **11**: 10; **13**: 10

Offre et demande, prévisions, **2**: 22, 36, 39-40, 46; **4**: 5-8; **4A**: 29-39

Pétrole lourd, **1**: 15; **2**: 42; **10**: 22, 27; **12**: 12-3; **13**: 12, 18, 22, 30

Prix

Augmentation, consommateurs, effet, **2**: 14, 17-8; **4**: 20; **10**: 11, 23-4, 25-6; **11**: 10, 18, 20-1, 26-8; **12**: 25-7; **13**: 13, 22-4

Augmentations soudaines, répercussions, **10**: 27; **11**: 10, 18, 20-1, 26-8; **12**: 27; **13**: 19-21

Canadien, prix pondéré, **1**: 11-2, 29-30; **11**: 6, 8, 9; **12**: 18

Déréglementation, **10**: 8-12, 17-9, 22, 29; **11**: 7, 10; **12**: 13-4, 24-5, 26-7; **13**: 13, 32, 42

Intervention gouvernementale, **2**: 9-10, 14, 19, 26-8, 44; **4**: 20; **11**: 14-5, 28; **12**: 27; **13**: 21-3

Marché, **2**: 24; **11**: 13-5

Minimum, **2**: 44; **4**: 20-1; **13**: 40-1

Mondial, **1**: 9, 11-3; **2**: 24; **10**: 8-9; **11**: 13-4, 27-8; **13**: 21

Nouveau pétrole, prix de référence, **1**: 11; **2**: 12; **10**: 22-3; **11**: 13

Production

Coûts, **10**: 12-6, 17-8, 20

Prédictions, **1**: 19; **4**: 6-9, 16-7; **7**: 14, 35, 71; **8**: 15, 25; **12**: 26

Recupération améliorée du pétrole, **1**: 14, 19; **2**: 22, 25; **10**: 12-3, 22; **12**: 26

Revenus, répartition entre gouvernement et industrie, **1**: 13-4, 35; **2**: 36-8; **4**: 18-20; **7**: 67-8; **12**: 14; **13**: 10-1, 13-4

Sables bitumineux, **1**: 14-6, 19; **2**: 42-4; **4**: 17; **6**: 16-7; **7**: 68, 76-7; **8**: 19; **10**: 13; **12**: 10, 25-6; **13**: 18, 36

**Oil industry—Cont'd**

- Cash flow, forecasts, **2**: 16
- Expenditures, forecasts, **2**: 14-5
- Foreign companies
  - Canada lands, **4**: 15; **7**: 21-2, 25-9, 31-4, 35-6, 71-2; **8**: 22-3, 30-1
  - Canadian subsidiaries, definition of Canadian control, proposal, **6**: 8, 9-12
- Revenues, reinvestment in Canada, **2**: 25; **10**: 16-7
- Operating agreements, **4**: 15; **7**: 36
- Production, commercial feasibility, decision, **1**: 33; **4**: 10, 12
- Profits, rate of return, **2**: 7, 10-1; **13**: 10, 22, 23, 26-7, 36-8
- Revenues
  - Increase, effect, **2**: 9-11, 37-8; **10**: 7-17, 19-24, 27-32; **11**: 9-10; **12**: 14, 24-5; **13**: 11-2, 28-31, 39-42
  - Reinvestment, **2**: 15-6, 19, 25; **10**: 16-7, 31; **13**: 40
  - Share, **1**: 13-4; **2**: 38; **4**: 18-20; **7**: 67-8; **13**: 10-1, 13-4
- Taxation without representation, position, **2**: 40-1
- Viability, **2**: 23-4, 33-4; **13**: 19-20
- See also*
- National Energy Program
- Oil and gas exploration

**Ontario**

- Energy, Ministry, National Energy Program, brief, **15A**: 159-78

**Ontario Energy Corporation**

- National Energy Program
- Assessment, **12**: 5-9, 28-9
- Brief, **12A**: 1-12

**Ontario Natural Gas Association**

- National Energy Program, brief, **15A**: 179-85

**Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC)**

- Prices, policies, **1**: 11; **11**: 13-4; **13**: 19-21

**PERD**

*See*

- Panel for Energy Research and Development

**PGRT**

*See*

- Petroleum and gas revenue tax

**PIA**

*See*

- Petroleum Incentives Administration

**PIP**

*See*

- Petroleum Incentives Program

**PUSH**

*See*

- Purchase and Use of Solar Heating

**PanCanadian Petroleum Limited**

- National Energy Program, brief, **16A**: 1-16

**Pétrole et gaz—Suite****Pétrole—Suite**

- Substitution par d'autres formes d'énergie
  - Initiatives, **1**: 11, 16; **4**: 23; **5**: 29-30; **7**: 44, 45, 48, 52, 61-3; **12**: 17; **13**: 42
  - Redevance de conversion, proposition, **10**: 8, 11, 18
- Voir aussi*
- Arctique, région
- Énergie, conservation
- Pipe-lines
- Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières
- Terres du Canada

**Pétrole et gaz du Canada, Loi**

- Accords d'exploration, **4**: 11; **6**: 14; **7**: 27-9
- Découverte importante, définition, **8**: 15
- Entrée en vigueur, **7**: 27, 42
- Permis de production, **4**: 26; **6**: 14, 22
- Retombées canadiennes, **7**: 3, 15

**Petrosar Limited**

- Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 25-33

**Pipe-lines**

- Gaz naturel
  - Frais, **5**: 16-7
  - Gaz naturel du Nord, pipe-line, **9**: 12, 13
  - Polar Gas, projet, **9**: 12, 13, 16-7, 19
  - Prolongements, **1**: 11, 27-9; **7**: 61-2; **11**: 9
  - Trans Québec et Maritimes (TQ&M), **1**: 19, 20, 28-9
  - Transporteurs communs ou transporteurs à contrat, **5**: 11, 12; **7**: 78; **11**: 11, 20
- Pétrole
  - Mackenzie, vallée, **7**: 21; **9**: 24
  - Norman Wells, **3**: 10; **9**: 8, 10, 11, 16-7, 24, 27-8, 35-6
  - Portland-Montréal, **1**: 18, 24, 25-6
  - Sarnia-Montréal, **1**: 21, 25; **4**: 6
  - Van Horne, projet, **9**: 17

**Pipe-lines, coût de la construction, Rapport du Groupe de travail**

*Voir*

- Rapport du Groupe de travail sur le coût de la construction des pipe-lines

**Porter, M. John D., directeur général, Independent Petroleum Association of Canada**

- Programme énergétique national
- Discussion, **13**: 16-7
- Exposé, **13**: 7-8

**Processus d'examen des évaluations environnementales (PEEE),**

- 7**: 36; **9**: 8-10, 24; **14**: 20

**Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP),**

- 1**: 16; **7**: 52, 53

*Voir aussi*

- Pétrole et gaz — Pétrole — Substitution



**Panel for Energy Research and Development (PERD), 3: 10**

**Penner Report**

*See*

*Indian Self-government in Canada: report of the Special Committee*

**Penney, C.G., Administrator, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources**  
National Energy Program  
Discussion, **8: 6-22, 24-5, 27-32**  
Statement, **8: 5**

**Petro-Canada**

Canadianization of oil industry, role, **2: 25-6**  
Role, **1: 11; 11: 22-3; 12: 9**  
Tar sands plant, **1: 14-5; 4: 7, 16**

**Petrochemical industry**

Background information, **5: 4-5**  
Competitiveness in world market, **5: 5-6, 12, 13-5, 23-4, 25-6, 31**  
Feedstock  
Demand  
Crude oil, **5: 30**  
Natural gas, **5: 5, 10, 27-8**  
Price, reduction, proposal and effects, **5: 7-9, 10-1, 15, 19-22, 26-7; 7: 77, 80**  
National Energy Program, impact, **5: 6, 15, 23-4, 25-6, 30-1**  
Plant at wellhead, feasibility, **5: 17-8**  
Production costs attributable to natural gas, **5: 18**  
Sales, export and domestic, comparison, **5: 27-9**  
*See also*  
Gas, natural  
National Energy Program

**Petrochemical Industry Task Force, Report**

Dow Chemical Canada Inc., study and results, **5: 7-9, 10-1, 15, 19-22, 27; 7: 77**  
Overview and recommendations, **5: 7, 8, 27-8; 7: 77**

**Petroleum and gas revenue tax (PGRT)**

Changes, proposals, **6: 15-8; 7: 82; 10: 8, 9-12, 19-20, 31; 11: 24-5; 13: 33-4**  
Evaluation, **2: 34-5; 10: 9-10, 14, 19; 11: 24-5**  
Reduction, **2: 37; 6: 15; 13: 14**

**Petroleum Incentives Administration (PIA)**

Administration, offices and staff, **8: 10, 21**  
Advance rulings, **8: 9, 12, 30**  
Brief, **8A: 1-19**  
Canadian-ownership and control status certificates, applications, processing, **8: 8-9, 10, 12-3**  
COGLA, collaboration, **8: 17, 27-8, 31**  
Environment, protection, role, **8: 29-30**  
Incentive grants, applications, processing, **8: 8, 9, 10, 12-3, 20-1**

**Petroleum Incentives Program (PIP)**

Auditor General, review, recommendations, **7: 73, 81; 8: 5-7, 11, 30**  
Cost benefit analysis, **1: 30-2; 6: 18-9; 12: 5-6, 28-9**  
Evaluation and review, departmental, **7: 73, 82; 8: 6, 7-8, 10-1, 13-4, 30**  
Incentive grants  
Adjustment rules, **8: 22-3, 30-1**

**Programme canadien de vérification du rendement énergétique,**  
**7: 50-2**

**Programme d'achat et d'utilisation d'équipement solaire (PAUES),**  
**7: 46, 47, 65**

**Programme d'aménagement des territoires du Nord**

*Voir*

Aménagement des territoires du Nord, Programme

**Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP)**

But, objectifs, **1: 27, 33-4; 4: 10-1, 12; 6: 18; 7: 10-1, 14-5, 76-7, 79-80, 82; 8: 13, 16-8, 27; 11: 10-2, 19, 26; 12: 8**  
Coûts-bénéfices, analyse, **1: 30-2; 6: 18-9; 12: 5-6, 28-9**  
Évaluation et examen ministériel, **7: 73, 82; 8: 6, 7-8, 10-1, 13-4, 30**  
Subventions d'encouragement  
Dépenses  
1983, **8: 21-2**  
Montant payé à date, **10: 29; 11: 12**  
Prévisions, **6: 18; 8: 6, 17, 30-2**  
Élimination ou réduction, propositions, **2: 20, 28; 6: 8-9, 13, 15-7; 8: 14, 18; 11: 11, 12-3, 22, 28; 13: 16-7, 30, 34-5, 39**  
Fonds, mauvaise utilisation, **2: 41, 42; 7: 81; 8: 19-22**  
Frais admissibles, **1: 34-5; 4: 6, 27; 4A: 54-6; 8: 11-2, 28-9, 31**  
Participation canadienne sur les terres du Canada, **1: 27; 2: 13, 33-4, 36; 4: 14-5, 22; 6: 16; 7: 8, 22, 27, 34, 81-2; 8: 22-4, 25-6; 11: 22-3, 25-6, 29-30; 13: 16, 18-9, 30-1, 34-6**  
Rectification, règles, **8: 22-3, 30-1**  
Remplacement par un système de stimulants fiscaux, **1: 31; 2: 20, 26, 28-34; 4: 21-2; 6: 13; 7: 82; 8: 14, 18; 11: 11, 12-3, 22-3; 12: 8, 10, 14-5, 24, 26; 13: 17, 31-2**  
Taux de participation canadienne (TPC)  
Équipement tertiaire, achat, **8: 31**  
Exploration, niveaux, **2: 33; 6: 12; 7: 11, 22, 26; 8: 13, 17-8, 21-4, 31; 11: 12, 23, 26, 29; 13: 16**  
Mise en valeur, niveau, **6: 16; 8: 18-9, 24, 31; 13: 22**  
Système, critique, **2: 29, 33; 6: 6-7, 12-3; 7: 26; 11: 26, 28**  
Vérificateur général, examen, recommandations, **7: 73, 81; 8: 5-7, 11, 30**  
*Voir aussi*  
Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier  
Terres du Canada

**Programme d'encouragement du secteur pétrolier, Loi**

Entrée en vigueur, **8: 6**

**Programme d'énergie renouvelable de l'industrie forestière (PERIF),**  
**7: 46-7**

**Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord (PIPGN)**

Budget, **3: 8, 23; 9: 22, 24, 31; 14: 21**  
But, rôle, **3: 8, 10, 19; 9: 24-7, 31; 14: 21-3**  
Création, Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord, rôle, **3: 8, 10, 14, 19, 22-3; 9: 22-3, 24; 14: 21-3, 24**  
Environnement, ministère, contribution, **3: 10**  
Statut, **3: 22-3**

**Petroleum Incentives Program (PIP)—Cont'd**

## Incentive grants—Cont'd

## Canadian ownership rate (COR)

Development, level, **6**: 16; **8**: 18-9, 24, 31; **13**: 22Exploration, levels, **2**: 33; **6**: 12; **7**: 11, 22, 26; **8**: 13, 17-8, 21-4, 31; **11**: 12, 23, 26, 29; **13**: 16System, criticism, **2**: 29, 33; **6**: 6-7, 12-3; **7**: 26; **11**: 26, 28Tertiary equipment costs, **8**: 31Canadian participation on Canada lands, **1**: 27; **2**: 13, 33-4, 36; **4**: 14-5, 22; **6**: 16; **7**: 8, 22, 27, 34, 81-2; **8**: 22-4, 25-6; **11**: 22-3, 25-6, 29-30; **13**: 16, 18-9, 30-1, 34-6Eligible expenses, **1**: 34-5; **4**: 6, 27; **4A**: 26-8; **8**: 11-2, 28-9, 31Elimination or reduction, proposals, **2**: 20, 28; **6**: 8-9, 13, 15-7; **8**: 14, 18; **11**: 11, 12-3, 22, 28; **13**: 16-7, 30, 34-5, 39

## Expenditures

Amount paid to date, **10**: 29; **11**: 12Forecasts, **6**: 18; **8**: 6, 17, 30-21983, **8**: 21-2Funds, misuse, **2**: 41, 42; **7**: 81; **8**: 19-22Replacement by tax-based incentive system, **1**: 31; **2**: 20, 26, 28-34; **4**: 21-2; **6**: 13; **7**: 82; **8**: 14, 18; **11**: 11, 12-3, 22-3; **12**: 8, 10, 14-5, 24, 26; **13**: 17, 31-2Purpose, objectives, **1**: 27, 33-4; **4**: 10-1, 12; **6**: 18; **7**: 10-1, 14-5, 76-7, 79-80, 82; **8**: 13, 16-8, 27; **11**: 10-2, 19, 26; **12**: 8*See also*

Canada lands

Petroleum Incentives Administration

**Petroleum Incentives Program Act**Coming into force, **8**: 6**Petroleum industry***See*

Oil industry

**Petroleum Monitoring Agency**National Energy Program, brief, **16A**: 17-24**Petrosar Limited**National Energy Program, brief, **16A**: 25-33**Pipeline Construction Costs, Task Force Report***See*

Task Force Report on Pipeline Construction Costs

**Pipelines**

## Natural gas

Charges, **5**: 16-7Common carriers or contract carriers, **5**: 11, 12; **7**: 78; **11**: 11, 20Extensions, **1**: 11, 27-9; **7**: 61-2; **11**: 9Northern Natural Gas Pipeline, **9**: 12, 13Polar Gas Project, **9**: 12, 13, 16-7, 19Trans Quebec and Maritime (TQ&M), **1**: 19, 20, 28-9

## Oil

Mackenzie valley, **7**: 21; **9**: 24Norman Wells, **3**: 10; **9**: 8, 10, 11, 16-7, 24, 27-8, 35-6Portland-Montreal, **1**: 18, 24, 25-6Sarnia-Montreal, **1**: 21, 25; **4**: 6Van Horne project, **9**: 17**Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes (PITRC)**, **1**: 16; **7**: 45, 51, 53, 56-7, 60, 65**Programme de démonstration dans les communautés éloignées (PDCE)**, **7**: 46-7, 57**Programme de recherche, de développement et de démonstration de l'énergie solaire**, **7**: 47**Programme de réglementation et d'évaluation des grands projets (REGP)**, **9**: 23; **14**: 20, 22**Programme énergétique national (PEN)**

## Évaluations

Analyse coûts-rendements comme méthode, critique, **12**: 5-6, 28-9Association pétrolière du Canada, **2**: 7-8, 11, 22-4, 29, 34-5, 47; **7**: 67, 69Dow Chemical Canada Inc., **5**: 6, 10, 15, 23-4, 25-6, 30-1Home Oil Company Limited, **6**: 6-7, 9Independent Petroleum Association of Canada, **13**: 8-11, 12-3, 25-7Industrie pétrolière, citations, **1**: 26-7; **12**: 16-7Institut C.D. Howe, **11**: 6, 25-6, 29-30Ontario Energy Corporation, **12**: 5-9, 28-9Historique, **1**: 9, 11; **7**: 83-4Imprévisibilité de la situation internationale, effet, **1**: 16, 32; **11**: 6, 8-9, 11-2, 17-9, 20-2

## Modifications, propositions

Association pétrolière du Canada, **2**: 18-21, 26, 28-9, 30-1, 41Conseil économique du Canada, **10**: 7-15Dow Chemical Canada Inc., **5**: 6-7Home Oil Company Limited, **6**: 8-15, 17Independent Petroleum Association of Canada, **13**: 11-3Institut C.D. Howe, **11**: 6-12Objectifs, **1**: 9, 11-4, 17, 32; **2**: 22-3; **3**: 13-4; **4**: 18, 25-6; **7**: 8-9, 70-1, 73-4, 79; **8**: 13, 24; **12**: 7; **13**: 8, 25Prix, système de fixation, changements, propositions, **2**: 9, 12-3, 19-20; **5**: 7-10; **10**: 7-15, 17-9, 21-4, 27-32; **11**: 6-15, 17-8, 21-3, 26-8, 31; **12**: 13-4, 24-7; **13**: 13, 19-23, 39-43Processus décisionnel, consultations, **2**: 38-9; **7**: 68-9, 82-3; **11**: 5-6, 30-1, 33-4; **12**: 5-9, 15-23, 28-30Régime fiscal, comparaisons internationales, **1**: 29-31; **4**: 5; **4A**: 49-53; **6**: 22-4; **7**: 22, 25-31, 78-9; **13**: 39Sénat, examen, but et rôle, **1**: 9, 10; **12**: 7-8, 29-30Taxation et partage des revenus, régime, changements, propositions, **2**: 19-20, 36, 43-4; **4**: 20-1; **5**: 6-7, 15-6, 19-20, 25, 29; **7**: 68-9; **10**: 7-15, 17-23, 27-32; **11**: 8-9, 16-7, 24-5, 31; **13**: 11-6, 23-8, 30-40Vérificateur général, examen, recommandations, **1**: 10, 16; **7**: 73, 81; **8**: 5-7, 11, 30*Voir aussi*

Pétrole et gaz

**Programme fédéral des services d'information sur les glaces**, **3**: 10**Programme sur les déversements d'hydrocarbures en milieu marin arctique**, **3**: 10**Provinces de l'Atlantique**Pétrole, sécurité des approvisionnements, **1**: 19-26, 27-8; **4**: 6; **4A**: 40-8; **7**: 61-2; **11**: 9, 18

- Porter, John D., Managing Director, Independent Petroleum Association of Canada**  
National Energy Program  
Discussion, **13**: 16-7  
Statement, **13**: 7-8
- Prince Edward Island**  
Energy and Forestry Department, National Energy Program, brief, **16A**: 34-42
- Purchase and Use of Solar Heating (PUSH)**, **7**: 46, 47, 65
- RAMP**  
*See*  
Review and Assessment of Major Projects
- Remote Communities Demonstration Program**, **7**: 46-7, 57
- Review and Assessment of Major Projects (RAMP)**, **9**: 23; **14**: 9, 10
- Ricciuti, Frank G., Member of the Board of Directors, Independent Petroleum Association of Canada; Vice President Corporate Development, Canterra Energy**  
National Energy Program, **13**: 22-3, 34-8
- Robert, Patrick, Director, Economic Council of Canada**  
National Energy Program, **10**: 16-7, 19, 27, 29, 32
- Roblin, Hon. Duff, Senator (Red River)**  
National Energy Program, **5**: 13, 15-6, 23-5, 29; **6**: 17-9; **11**: 5, 19-25, 34; **12**: 21-7; **13**: 30, 33-8
- Roots, E. Fred, Science Advisor, Department of the Environment**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3**: 6, 8-9
- Rowan, Malcolm, President, Ontario Energy Corporation**  
National Energy Program  
Discussion, **12**: 9-21, 23-31  
Statement, **12**: 5-9
- Rowe, Hon. Frederick William, Senator (Lewisporte)**  
National Energy Program, **6**: 17, 19-20
- Royal Bank of Canada**  
National Energy Program, brief, **16A**: 59-68
- Ruel, Maurice, Director-General, Environmental Protection Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development**  
National Energy Program, **7**: 36-9
- Saskatchewan**  
North, employment, native peoples, **7**: 24-5  
Royalty and taxation systems, changes, effect, **1**: 14; **2**: 42-3; **6**: 17; **13**: 27  
*See also*  
Oil and gas exploration
- REGP**  
*Voir*  
Réglementation et d'évaluation des grands projets, programme
- Rapport du Groupe de travail sur le coût de la construction des pipelines (Rapport du Groupe de travail Horte)**  
Recommandations, **9**: 7-8, 11, 35
- Rapport Penner**  
*Voir*  
*Autonomie politique des Indiens au Canada: Rapport du Comité spécial*
- Réglementation et d'évaluation des grands projets, programme (REGP)**, **9**: 23; **14**: 20, 22
- Réponse du gouvernement fédéral au Rapport du Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord, relativement au transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle**, **9**: 20-1, 36; **9A**: 215-64; **14**: 17, 18, 19
- Ricciuti, M. Frank G., membre du conseil d'administration, Independent Petroleum Association of Canada; vice-président de l'expansion des entreprises, Canterra Energy**  
Programme énergétique national, **13**: 22-3, 34-8
- Robert, M. Patrick, directeur, Conseil économique du Canada**  
Programme énergétique national, **10**: 16-7, 19, 27, 29, 32
- Roblin, honorable Duff, sénateur (Red River)**  
Programme énergétique national, **5**: 13, 15-6, 23-5, 29; **6**: 17-9; **11**: 5, 19-25, 34; **12**: 21-7; **13**: 30, 33-8
- Roots, M. E. Fred, conseiller en sciences, ministère de l'Environnement**  
*Sur la même longueur d'onde: Le Transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen, **3**: 6, 8-9
- Rowan, M. Malcolm, président, Ontario Energy Corporation**  
Programme énergétique national  
Discussion, **12**: 9-21, 23-31  
Exposé, **12**: 5-9
- Rowe, honorable Frederick William, sénateur (Lewisporte)**  
Programme énergétique national, **6**: 17, 19-20
- Ruel, M. Maurice, directeur général, Protection de l'environnement, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**  
Programme énergétique national, **7**: 36-9
- Saskatchewan**  
Nord, emploi, autochtones, **7**: 24-5  
Régime de redevances et régime fiscal, changements, effet, **1**: 14; **2**: 42-3; **6**: 17; **13**: 27  
*Voir aussi*  
Pétrole et gaz
- Schultz, M. N.J., conseiller, Office national de l'énergie**  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord de 60° parallèle*, examen, **9**: 14



- Schultz, N.J., Counsel, National Energy Board**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **9**: 14
- Schwed, T.S., Director, Pipelines Branch, National Energy Board**  
*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **9**: 16, 18
- Senior Policy Committee on Northern Resource Development Projects**, **14**: 8, 13
- Sherwin, D.F., Director-General, Resource Evaluation Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development**  
 National Energy Program, **7**: 14, 21, 29, 32, 34, 39-42
- Shipbuilding industry**  
 Drilling rigs and supply vessels, **1**: 34-5; **4**: 6, 27; **4A**: 26-8; **8**: 11-2, 28-9
- Sierra Club of Western Canada**  
 National Energy Program, brief, **16A**: 69-74
- Slater, David W., Chairman, Economic Council of Canada**  
 National Energy Program  
 Discussion, **10**: 16-32  
 Statement, **10**: 6-12
- Smith, R., Assistant Director General, Policy and Precedents, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources**  
 National Energy Program, **8**: 30-1
- Smyth, Ian R., Executive Director, Canadian Petroleum Association**  
 National Energy Program, **2**: 11-3, 25-8, 31, 34-40, 42-3
- Solar energy**  
 Programs, **7**: 46, 47, 48, 65  
 Research and development, funds, **7**: 47, 58, 66  
 Technology, development, economic viability, **7**: 64-6
- Solar Heating, Purchase and Use (PUSH)**, **7**: 46, 47, 65
- Solar Research Development and Demonstration Program**, **7**: 47
- Stelco Inc.**  
 National Energy Program, brief, **16A**: 75-82
- Stewart, James K. and Edward A. Carmichael, Lessons from the National Energy Program**, **11**: 4, 5, 6, 12
- Stewart, Hon. John B., Senator (Antigonish-Guysborough)**  
 National Energy Program, **6**: 20, 22; **10**: 24-5, 31
- Stikeman, Tony, Senior Staff Economist, Shell Canada Resources Limited; representing the Canadian Petroleum Association**  
 National Energy Program  
 Discussion, **2**: 9, 25, 29, 32, 38  
 Statement, **2**: 8-9, 14-22
- Schwed, M. T.S., directeur, Direction des pipe-lines, Office national de l'énergie**  
*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord de 60° parallèle*, examen, **9**: 16, 18
- Service canadien de la faune**  
 Arctique, région, études de la faune, **3**: 12
- Sherwin, M. D.F., directeur général, Évaluation des ressources, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**  
 Programme énergétique national, **7**: 14, 21, 29, 32, 34, 39-42
- Sierra Club of Western Canada**  
 Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 69-74
- Slater, M. David W., président, Conseil économique du Canada**  
 Programme énergétique national  
 Discussion, **10**: 16-32  
 Exposé, **10**: 6-12
- Smith, M. R., directeur général adjoint, Politiques et décisions, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**  
 Programme énergétique national, **8**: 30-1
- Smyth, M. Ian R., directeur exécutif, Association pétrolière du Canada**  
 Programme énergétique national, **2**: 11-3, 25-8, 31, 34-40, 42-3
- Stelco Inc.**  
 Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 75-82
- Stewart, James K. et Edward A. Carmichael, Lessons from the National Energy Program**, **11**: 4, 5, 6, 12
- Stewart, honorable John B., sénateur (Antigonish-Guysborough)**  
 Programme énergétique national, **6**: 20, 22; **10**: 24-5, 31
- Stikeman, M. Tony, économiste principal, Ressources Shell Canada Limitée; représentant l'Association pétrolière du Canada**  
 Programme énergétique national  
 Discussion, **2**: 9, 25, 29, 32, 38  
 Exposé, **2**: 8-9, 14-22
- Suncor Inc.**  
 Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 83-93
- Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord de 60° parallèle, rapport du Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord*  
 Affaires indiennes et du Nord canadien, position vis-à-vis, **9**: 21-4, 25-6, 30, 32, 35-6  
 Environnement, ministère, position vis-à-vis, **3**: 9-11, 14-5, 22  
 Office national de l'énergie, position vis-à-vis, **9**: 6-10, 13-4, 18-20  
 Recommandations  
 Discussion, **3**: 10-1, 14-5, 22; **9**: 7-10, 13-4, 18-20, 21-6, 30, 32, 35-6; **14**: 18-25  
 Liste et état de mise en oeuvre, **14**: 26-9

**Suncor Inc.**

National Energy Program, brief, **16A**: 83-93

**Taschereau, Maurice E., Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **9**: 26-7

National Energy Program, **7**: 8-39, 42-3

**Task Force Report on Pipeline Construction Costs (Horte Task Force Report)**

Recommendations, **9**: 7-8, 11, 35

**Tellier, Paul M., Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources**

National Energy Program

Discussion, **1**: 16-35; **4**: 5-27; **7**: 67-83

Statement, **1**: 10-6

**Thériault, Hon. L. Norbert, Senator (Baie du Vin)**

*Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, review, **3**: 22

National Energy Program, **1**: 20, 23, 25-6, 28-9, 34-5; **4**: 8-9, 16-7;

**5**: 18, 21-2; **7**: 58-60, 72, 80; **8**: 10-1, 26-7; **10**: 16-9

**Transportation**

Energy resources, consumption, percentage, **7**: 52

**Fuels**

Compressed natural gas, **7**: 47, 53

Methanol, **7**: 47-8

Propane, **7**: 47, 53, 60

*See also*

Oil and oil products — Substitution (off-oil)

Pipelines

**Wainoco Oil & Gas Limited**

National Energy Program, letter, **16A**: 97-8

**Walker, R.L., & Partners Limited**

National Energy Program, brief, **16A**: 99-109

**Watkins, Ron, Vice President, Government and Industry Relations, Home Oil Company Limited**

National Energy Program, **6**: 14-8, 22-4

**Whitehorse, Yukon Territory**

National Energy Program, brief, **16A**: 110-27

**Yukon Territory**

Government, hydrocarbon development, role, **3**: 12-3, 22, 23; **9**: 22, 31; **14**: 8

*See also*

Native peoples

*See following pages for lists of appendices and witnesses.*

**Sur la même longueur d'onde: Le transport...—Suite**

*Voir aussi*

*Réponse du gouvernement fédéral au Rapport du Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord, relativement au transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*

**TRPG**

*Voir*

Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières

**Taschereau, M. Maurice E., administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**

Programme énergétique national, **7**: 8-39, 42-3

*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, examen, **9**: 26-7

**Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)**

Changements, propositions, **6**: 15-8; **7**: 82; **10**: 8, 9-12, 19-20, 31; **11**: 24-5;

Évaluation, **2**: 34-5; **10**: 9-10, 14, 19; **11**: 24-5

Réduction, **2**: 37; **6**: 15; **13**: 14

**Tellier, M. Paul M., sous-ministre, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**

Programme énergétique national

Discussion, **1**: 16-35; **4**: 5-27; **7**: 67-83

Exposé, **1**: 10-6

**Terre-Neuve**

Emploi, embauchage, priorités, **7**: 17

Exploitation au large des côtes, accord fédéral-provincial, absence, **1**: 16, 23; **7**: 17-9, 72; **12**: 20

Forage au large des côtes, augmentation, **7**: 21

**Terres du Canada (Nord canadien et zones côtières sous-marines)**

Couronne, part, **2**: 20; **7**: 26-7, 28-31, 78-9; **12**: 11-2; **13**: 37-9

Emploi, participation canadienne, **7**: 12, 16-7, 22-5

Environnement, protection, **3**: 17; **7**: 37-9; **8**: 29-30

Exploration

Accords

Deuxième génération, politique, **1**: 27; **4**: 11, 12; **7**: 14-5, 79; **8**: 16-7, 29

Documents publics, **4**: 15; **7**: 35

Durée, **2**: 41-2; **8**: 16; **13**: 34

Historique, **4**: 11; **7**: 26, 27-31

Première génération, politique, «besoin de connaître», **1**: 26-7; **3**: 3, 16-8; **4**: 10-1, 12; **7**: 10-1, 14, 76-7; **8**: 16; **11**: 10-2, 26; **12**: 8

Activité, taux

Augmentation, **1**: 14, 34; **7**: 9, 20-1; **8**: 15-6, 17-8; **11**: 11, 12-3, 32; **13**: 34

Terres provinciales, comparaison, **1**: 14, 27; **6**: 17; **11**: 11; **13**: 9, 19, 43-4

Participation canadienne

Augmentation, **1**: 13, 32; **2**: 33-4; **7**: 8, 22, 27, 31-4, 71-2; **8**: 18, 22-4; **11**: 22; **13**: 34-5

Retombées canadiennes, **7**: 9-10, 11-3, 15-7, 22-5; **8**: 27-8

Régime fiscal, comparaison avec d'autres pays, **7**: 22, 25-31, 78-9; **13**: 37-9

Mise en valeur, participation canadienne, **4**: 26-7; **6**: 16; **8**: 18-9, 24-7; **11**: 22; **13**: 15-6, 31-2, 35

Pétrole et gaz naturel, découvertes importantes ou commerciales

Définition, **7**: 40-1; **8**: 15

Nombre avant et après PEN, **7**: 8-9, 40-2, 75-6; **8**: 14-6

**Terres du Canada** (Nord canadien et zones côtières sous-marines) —*Suite***Production**Licences, niveau minimum de la participation canadienne, **2**: 29, 30; **4**: 26; **6**: 9, 14-5; **8**: 24, 26; **13**: 15-6, 31Prédictions, **1**: 19; **4**: 6-7, 9; **7**: 14, 35, 71; **8**: 15, 25Transfert d'intérêts, politique, **4**: 14-5*Voir aussi*

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

Arctique, région

Programme d'encouragement du secteur pétrolier

**Territoire du Yukon***Voir*

Yukon, Territoire

**Territoires du Nord-Ouest**Division, **9**: 29, 32Gouvernement, mise en valeur des hydrocarbures, rôle, **3**: 12-3, 22, 23; **9**: 8, 10-1, 16, 22, 28-9, 30-1; **14**: 19, 20-1, 24*Voir aussi*

Autochtones

**Thériault, honorable L. Norbert, sénateur (Baie-du-Vin)**Programme énergétique national, **1**: 20, 23, 25-6, 28-9, 34-5; **4**: 8-9, 16-7; **5**: 18, 21-2; **7**: 58-60, 72, 80; **8**: 10-1, 26-7; **10**: 16-9*Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60<sup>e</sup> parallèle, examen, 3: 22***Transports****Carburants**Gaz naturel comprimé, **7**: 47, 53Méthanol, **7**: 47-8Propane, **7**: 47, 53, 60Énergie, ressources, consommation, pourcentage, **7**: 52*Voir aussi*

Pétrole et gaz — Pétrole — Substitution

Pipe-lines

**Vérification du rendement énergétique, Programme canadien, 7: 50-2****Wainoco Oil & Gas Limited**Programme énergétique national, lettre, **16A**: 97-8**Walker, R.L., & Partners Limited**Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 99-109**Watkins, M. Ron, vice-président, Relations avec les gouvernements et les industries, Home Oil Company Limited**Programme énergétique national, **6**: 14-8, 22-4**Whitehorse, Territoire du Yukon**Programme énergétique national, mémoire, **16A**: 110-27**Yukon, Territoire**Gouvernement, mise en valeur des hydrocarbures, rôle, **3**: 12-3, 22, 23; **9**: 22, 31; **14**: 19*Voir aussi*

Autochtones

*Voir sur pages suivantes listes des appendices et de témoins.*



## Appendices

- 1-A — *Organization, Structure and Operations of the Energy Program*, Department of Energy, Mines and Resources, brief, **1A**: 1-19
- 2-A — Canadian Petroleum Association, *Financial and Economic Forecast 1984-1993*, brief, **2A**: 1-24
- 4-A — *Oil Supply/Demand Balances*, Department of Energy, Mines and Resources, **4A**: 1-11
- 4-B — *Allocation of domestic oil to the Atlantic Provinces in the event of a supply emergency*, Department of Energy, Mines and Resources, **4A**: 12-20
- 4-C — *International Comparisons of Fiscal Regimes*, Department of Energy, Mines and Resources, **4A**: 21-5
- 4-D — *The Petroleum Incentives Program and Rig and Ship Sourcing*, Department of Energy, Mines and Resources, **4A**: 26-8
- 5-A — Dow Chemical Canada Inc., NEP, brief, **5A**: 1-29
- 6-A — Home Oil Company Limited, NEP, brief, **6A**: 1-10
- 7-A — Canada Oil and Gas Lands Administration, brief, **7A**: 1-14
- 7-B — *The Canada Oil and Gas Lands Administration*, **7A**: 15-6
- 7-C — Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources, information submitted, **7A**: 17-23
- 8-A — *Submission to Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources*, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources, May 1984, **8A**: 1-19
- 9-A — National Energy Board, brief respecting the March 1983 Report of the Special Senate Committee on the Northern Pipeline, **9A**: 1-82
- 9-B — *Federal Response to Report of the Special Committee on the Northern Pipeline on Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, coordinated by Department of Indian Affairs and Northern Development, **9A**: 171-214
- 10-A — Economic Council of Canada, NEP, brief, **10A**: 1-46
- 12-A — Ontario Energy Corporation, NEP, brief, **12A**: 1-12
- 13-A — *IPAC Energy Policy Discussion Paper, March 23, 1984*, Independent Petroleum Association of Canada, **13A**: 1-30
- 15-A — Canadian Automobile Association, NEP, brief, **15A**: 1-20
- 15-B — Canadian Chemical Producers' Association, NEP, brief, **15A**: 21-2
- 15-C — Canadian Electrical Association, NEP, brief, **15A**: 23-6
- 15-D — Canadian Gas Association, NEP, brief, **15A**: 27-32
- 15-E — Canadian Gas Processors Suppliers' Association, NEP, brief, **15A**: 33-4
- 15-F — Canadian Methanol Canadian, NEP, brief, **15A**: 35-59
- 15-G — Canadian Textiles Institute, NEP, brief, **15A**: 60-4
- 15-H — Canarctic Ventures Ltd., NEP, brief, **15A**: 65-73
- 15-I — Chambers, F., Winnipeg, Manitoba, NEP, letter, **15A**: 74
- 15-II — Cyanamid Canada Inc., NEP, brief, **15A**: 75-97
- 15-J — Ford, B., Moncton, New Brunswick, NEP, letter, **15A**: 98-9
- 15-K — Friends of the Earth, NEP, brief, **15A**: 100-6
- 15-L — General Solar Inc., NEP, brief, **15A**: 107-9
- 15-M — Gots, J.G., Guelph, Ontario, NEP, brief, **15A**: 110-2
- 15-N — Grant, D., Windsor, Ontario, NEP, letter, **15A**: 113
- 15-O — Hauck, E.A., Kitchener, Ontario, NEP, letter, **15A**: 114-6
- 15-P — Hunter, S.J., Vancouver, British Columbia, NEP, letter, **15A**: 117-22
- 15-Q — Kabayama, J.E., Nepean, Ontario, NEP, letter, **15A**: 123
- 15-R — Kennedy, C., Saint John, New Brunswick, NEP, letter, **15A**: 124
- 15-S — Lambert, J.D., Kirkland, Quebec, NEP, letter, **15A**: 125-6
- 15-T — Lloyd, G.V., Calgary, Alberta, NEP, letter, **15A**: 127-30

## Appendices

- 1-A — *L'organisation, les structures et le fonctionnement du programme de l'énergie*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, mémoire, **1A**: 20-40
- 2-A — Association pétrolière du Canada, *Sommaire des prévisions financières et économiques 1984-1993*, mémoire, **2A**: 25-48
- 4-A — *Les écarts entre l'offre et la demande de pétrole*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, **4A**: 29-39
- 4-B — *Répartition du pétrole canadien dans les provinces de l'Atlantique en cas de pénurie d'approvisionnement*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, **4A**: 40-8
- 4-C — *La comparaison internationale des régimes fiscaux*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, **4A**: 49-53
- 4-D — *Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier et la provenance des installations et des navires de forage*, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, **4A**: 54-6
- 5-A — Dow Chemical Canada Inc., PEN, mémoire, **5A**: 30-56
- 6-A — Home Oil Company Limited, PEN, mémoire, **6A**: 1-10
- 7-A — Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, mémoire, **7A**: 24-39
- 7-B — *L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada*, **7A**: 40-2
- 7-C — Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, information soumise, **7A**: 43-50
- 8-A — *Présentation devant le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles*, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, mai 1984, **8A**: 20-39
- 9-A — Office national de l'Énergie, mémoire en ce qui concerne le Rapport en mars 1983 du Comité spécial du Sénat sur le Pipeline du Nord, **9A**: 83-170
- 9-B — *Réponse du gouvernement fédéral au Rapport du Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord, relativement au transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, réponse coordonnée par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, **9A**: 215-64
- 10-A — Conseil économique du Canada, PEN, mémoire, **10A**: 47-101
- 12-A — Ontario Energy Corporation, PEN, mémoire, **12A**: 1-12
- 13-A — *Document de discussion sur la politique énergétique de l'IPAC, le 23 mars 1984*, Independent Petroleum Association of Canada, **13A**: 1-10, 31-51
- 15-A — Association canadienne des automobilistes, PEN, mémoire, **15A**: 1-20
- 15-B — Association canadienne des fabricants de produits chimiques, PEN, mémoire, **15A**: 21-2
- 15-C — Association canadienne de l'électricité, PEN, mémoire, **15A**: 23-6
- 15-D — Association canadienne du gaz, PEN, mémoire, **15A**: 27-32
- 15-E — Association canadienne des fournisseurs des transformateurs de gaz, PEN, mémoire, **15A**: 33-4
- 15-F — Canadian Methanol Canadian, PEN, mémoire, **15A**: 35-59
- 15-G — Institut canadien des textiles, PEN, mémoire, **15A**: 60-4
- 15-H — Canarctic Ventures Ltd., PEN, mémoire, **15A**: 65-73
- 15-I — Chambers, G., Winnipeg, Manitoba, PEN, lettre, **15A**: 74
- 15-II — Cyanimid Canada Inc., PEN, mémoire, **15A**: 75-97
- 15-J — Ford, B., Moncton, Nouveau-Brunswick, PEN, lettre, **15A**: 98-9

**Appendices—Cont'd**

- 15-U — City of Medicine Hat, Alberta, NEP, letter, **15A**: 131-9
- 15-V — Norcen Energy Resources Limited, NEP, brief, **15A**: 140-7
- 15-W — Norris, P.J., Edmonton, Alberta, NEP, letter, **15A**: 148-9
- 15-X — Northern Canada Power Commission, NEP, brief, **15A**: 150-8
- 15-Y — Ontario Ministry of Energy, NEP, brief, **15A**: 159-78
- 15-Z — Ontario Natural Gas Association, NEP, brief, **15A**: 179-85
- 16-A — PanCanadian Petroleum Limited, NEP, brief, **16A**: 1-16
- 16-B — Petroleum Monitoring Agency, NEP, brief, **16A**: 17-24
- 16-C — Petrosar Limited, NEP, brief, **16A**: 25-33
- 16-D — Department of Energy and Forestry, Government of Prince Edward Island, NEP, , **16A**: 34-42
- 16-E — Prior, J.G., Vernon, British Columbia, NEP, letter, **16A**: 43-54
- 16-F — Ray, A.K., Gloucester, Ontario, NEP, letter, **16A**: 55-8
- 16-G — Royal Bank of Canada, NEP, brief, **16A**: 59-68
- 16-H — Sierra Club of Western Canada, NEP, brief, **16A**: 69-74
- 16-HH — Stelco Inc., NEP, brief, **16A**: 75-82
- 16-I — Suncor Inc., NEP, brief, **16A**: 83-93
- 16-J — Tarc, A., Palmerston, Ontario, NEP, letter, **16A**: 94-6
- 16-K — Wainoco Oil & Gas Limited, NEP, brief, **16A**: 97-8
- 16-L — R.L. Walker & Partners Limited, NEP, brief, **16A**: 99-109
- 16-M — City of Whitehorse, Yukon Territory, NEP, brief, **16A**: 110-27
- 16-N — Willson, B.F., Thornhill, Ontario, NEP, brief, **16A**: 128-9

**Witnesses**

- Barnes, Dennis G., Business Manager, Hydrocarbon and Energy Department, Dow Chemical
- Caccia, Hon. Charles L., Minister of the Environment
- Carlyle, R.H. (Harry), Senior Vice President, Gulf Canada Resources Inc.; representing the Canadian Petroleum Association
- Carmichael, Edward A., Senior Policy Analyst, C.D. Howe Institute
- Davies, George, Acting Director-General, Canada Benefits Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development
- de Bever, Leo, Director, Chase Econometrics Canada; representing the Canadian Petroleum Association
- Dundas, Joe R., Past President, Independent Petroleum Association of Canada; President, Roxy Petroleum
- Edge, C. Geoffrey, Chairman, National Energy Board

**Appendices—Suite**

- 15-K — Amis de la terre, PEN, mémoire, **15A**: 100-6
- 15-L — General Solar Inc., PEN, mémoire, **15A**: 107-9
- 15-M — Gots, J.G., Guelph, Ontario, PEN, lettre, **15A**: 110-2
- 15-N — Grant, D., Windsor, Ontario, PEN, lettre, **15A**: 113
- 15-O — Hauck, E.A., Kitchener, Ontario, PEN, lettre, **15A**: 114-6
- 15-P — Hunter, S.J., Vancouver, Colombie-Britannique, PEN, lettre, **15A**: 117-22
- 15-Q — Kabayama, J.E., Nepean, Ontario, PEN, lettre, **15A**: 123
- 15-R — Kennedy, C., Saint-Jean, Nouveau-Brunswick, PEN, lettre, **15A**: 124
- 15-S — Lambert, J.D., Kirkland, Québec, PEN, lettre, **15A**: 125-6
- 15-T — Lloyd, G.V., Calgary, Alberta, PEN, lettre, **15A**: 127-30
- 15-U — Ville de Medicine Hat, Alberta, PEN, lettre, **15A**: 131-9
- 15-V — Norcen Energy Resources Limited, PEN, mémoire, **15A**: 140-7
- 15-W — Norris, P.J., Edmonton, Alberta, PEN, lettre, **15A**: 148-9
- 15-X — Commission d'énergie du Nord canadien, PEN, mémoire, **15A**: 150-8
- 15-Y — Ministère de l'Énergie de l'Ontario, PEN, mémoire, **15A**: 159-78
- 15-Z — Association du gaz naturel de l'Ontario, PEN, mémoire, **15A**: 179-85
- 16-A — PanCanadian Petroleum Limited, PEN, mémoire, **16A**: 1-16
- 16-B — Agence de surveillance du secteur pétrolier, PEN, mémoire, **16A**: 17-24
- 16-C — Petrosar Limited, PEN, mémoire, **16A**: 25-33
- 16-D — Ministère de l'Énergie et des Forêts, Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, PEN, mémoire, **16A**: 34-42
- 16-E — Prior, J.G., Vernon, Colombie-Britannique, PEN, lettre, **16A**: 43-54
- 16-F — Ray, A.K., Gloucester, Ontario, PEN, lettre, **16A**: 55-8
- 16-G — Banque royale du Canada, PEN, mémoire, **16A**: 59-68
- 16-H — Sierra Club of Western Canada, PEN, mémoire, **16A**: 69-74
- 16-HH — Stelco Inc., PEN, mémoire, **16A**: 75-82
- 16-I — Suncor Inc., PEN, mémoire, **16A**: 83-93
- 16-J — Tarc, A., Palmerston, Ontario, PEN, lettre, **16A**: 94-6
- 16-K — Wainoco Oil & Gas Limited, PEN, mémoire, **16A**: 97-8
- 16-L — R.L. Walker & Partners Limited, PEN, mémoire, **16A**: 99-109
- 16-M — Ville de Whitehorse, Territoire du Yukon, PEN, mémoire, **16A**: 110-27
- 16-N — Willson, B.F., Thornhill, Ontario, PEN, mémoire, **16A**: 128-9

**Témoins**

- Barnes, M. Dennis G., gestionnaire des affaires, Département de l'hydrocarbure et de l'énergie, Dow Chemical Canada Inc.
- Caccia, honorable Charles L., ministre de l'Environnement
- Carlyle, M. R.H. (Harry), vice-président principal, Ressources Gulf Canada Inc.; représentant l'Association pétrolière du Canada
- Carmichael, M. Edward A., analyste principal des politiques, Institut C.D. Howe
- Davies, M. George, directeur général intérimaire, Retombées canadiennes, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- de Bever, M. Leo, directeur, Chase Econometrics Canada; représentant l'Association pétrolière du Canada
- Dundas, M. Joe R., ancien président, Independent Petroleum Association of Canada; président, Roxy Petroleum
- Edge, M. C., Geoffrey, président, Office national de l'énergie



**Witnesses—Cont'd**

- Eglington, Peter, Special Advisor to the Chairman on Energy, Economic Council of Canada
- Farmer, J., Associate Vice-Chairman, National Energy Board
- Faulkner, N., Assistant Deputy Minister, Northern Affairs Program, Department of Indian Affairs and Northern Development
- Gates, John E., Manager, Commercial Administration, Dow Chemical Canada Inc.
- Gera, Surendra, Economist, Energy Research Group, Economic Council of Canada
- Gérin, Jacques, Deputy Minister, Department of the Environment
- Good, Len, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Hagg, John D., Vice President, Independent Petroleum Association of Canada; Chairman of the Board, Northstar Resources
- Harrison, Rowland H., Director-General, Land Management Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development
- Haskayne R.F. (Dick), President and Chief Executive Officer, Home Oil Company Limited
- Hay, J.M., Chairman of the Board, Dow Chemical Canada Inc.
- Hollbach, A.R., Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Howard, John A., Vice President, Independent Petroleum Association of Canada; President, Aberford Resources
- Hucker, J., Director General, Northern Policy and Co-ordination Branch, Department of Indian Affairs and Northern Development
- Lazar, H., Deputy Administrator, Policy, Rulings and Special Cases, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources
- LeNeveu, A.E., Director General, Coal and Alternative Energy Branch, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Macpherson, Andrew H., Regional Director General, Western and Northern Region, Department of the Environment
- Marriott, Charles, Director General, Energy Conservation and Oil Substitution, Conservation and Non-Petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources
- Morgan, Gwyn, President, Independent Petroleum Association of Canada; President, Alberta Energy Company Oil and Gas
- Nielsen, A.R. (Arne), Chairman of the Board and Chief Executive Officer, Canadian Superior Oil Ltd.; representing the Canadian Petroleum Association
- Penney, C.G., Administrator, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources
- Porter, John D., Managing Director, Independent Petroleum Association of Canada
- Ricciuti, Frank G., Member of the Board of Directors, Independent Petroleum Association of Canada; Vice President Corporate Development, Canterra Energy
- Robert, Patrick, Director, Economic Council of Canada
- Roots, E. Fred, Science Advisor, Department of the Environment
- Rowan, Malcolm, President, Ontario Energy Corporation
- Ruel, Maurice, Director-General, Environmental Protection Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development
- Schultz, N.J., Counsel, National Energy Board

**Témoins—Suite**

- Eglington, M. Peter, conseiller spécial du président: problèmes énergétiques, Conseil économique du Canada
- Farmer, M. J., vice-président associé, Office national de l'énergie
- Faulkner, M. N., sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord, ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Gates, M. John E., gestionnaire, Administration commerciale, Dow Chemical Canada Inc.
- Gera, M. Surendra, économiste, Groupe de recherches sur l'énergie, Conseil économique du Canada
- Gérin, M. Jacques, sous-ministre, ministère de l'Environnement
- Good, M. Len, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Hagg, M. John D., vice-président, Independent Petroleum Association of Canada; président du conseil d'administration, Northstar Resources
- Harrison, M. Rowland H., directeur général, Gestion des terres, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Haskayne, M. R.F. (Dick), président et directeur général, Home Oil Company Limited
- Hay, M. J.M., président, Dow Chemical Canada Inc.
- Hollbach, M. A.R., sous-ministre adjoint, Économies d'énergie et substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Howard, M. John A., vice-président, Independent Petroleum Association of Canada; président, Aberford Resources
- Hucker, M. J., directeur général, Direction générale de la politique et de la coordination du Nord, ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Lazar, M. H., administrateur adjoint, Politiques, décisions et des cas spéciaux, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- LeNeveu, M. A.E., directeur général, Direction du charbon et des énergies de remplacement, Économies d'énergie et substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Macpherson, M. Andrew H., directeur général régional pour la région de l'Ouest et du Nord, ministère de l'Environnement
- Marriott, M. Charles, directeur général, Économies d'énergie et substituts du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Morgan, M. Gwyn, président, Independent Petroleum Association of Canada; président, Alberta Energy Company Oil and Gas
- Nielsen, M. A.R. (Arne), président du conseil d'administration et directeur exécutif, Canadian Superior Oil Ltd.; représentant l'Association pétrolière du Canada
- Penney, M. C.G., administrateur, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Porter, M. John D., directeur général, Independent Petroleum Association of Canada
- Ricciuti, M. Frank G., membre du conseil d'administration, Independent Petroleum Association of Canada; vice-président de l'expansion des entreprises, Canterra Energy
- Robert, M. Patrick, directeur, Conseil économique du Canada
- Roots, M. E. Fred, conseiller en sciences, ministère de l'Environnement



**Witnesses—Cont'd**

- Schwed, T.S., Director, Pipelines Branch, National Energy Board
- Sherwin, D.F., Director-General, Resource Evaluation Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development
- Slater, David W., Chairman, Economic Council of Canada
- Smith, R., Assistant Director General, Policy and Precedents, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources
- Smyth, Ian R., Executive Director, Canadian Petroleum Association
- Stikeman, Tony, Senior Staff Economist, Shell Canada Resources Limited; representing the Canadian Petroleum Association
- Taschereau, Maurice E., Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources and Department of Indian Affairs and Northern Development
- Tellier, Paul M., Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources
- Watkins, Ron, Vice President, Government and Industry Relations, Home Oil Company Limited

For pagination, *see* Index by alphabetical order.

**Témoins—Suite**

- Rowan, M. Malcolm, président, Ontario Energy Corporation
- Ruel, M. Maurice, directeur général, Protection de l'environnement, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Schultz, M. N.J., conseiller, Office national de l'énergie
- Schwed, M. T.S., directeur, Direction des pipe-lines, Office national de l'énergie
- Sherwin, M. D.F., directeur général, Évaluation des ressources, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Slater, M. David W., président, Conseil économique du Canada
- Smith, M. R., directeur général adjoint, Politiques et décisions, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Smyth, M. Ian R., directeur exécutif, Association pétrolière du Canada
- Stikeman, M. Tony, économiste principal, Ressources Shell Canada Limitée; représentant l'Association pétrolière du Canada
- Taschereau, M. Maurice E., administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
- Tellier, M. Paul M., sous-ministre, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
- Watkins, M. Ron, vice-président, Relations avec les gouvernements et les industries, Home Oil Company Limited

Pour pagination, *voir* Index par ordre alphabétique.





















*If undelivered, return COVER ONLY to:*  
Canadian Government Publishing Centre,  
Supply and Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*  
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*  
Centre d'édition du gouvernement du Canada,  
Approvisionnement et Services Canada,  
Ottawa, Canada, K1A 0S9













BINDING SECT. AUG 7 1985



